

Grado Universitario en Tecnologías Industriales
2016-2017

Trabajo Fin de Grado

“OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL ALMACENAMIENTO EN CENTRALES DE TORRE SOLAR”

Daniel Cárdenas del Hoyo

Tutor

Domingo Santana Santana

Leganés 02/10/2017

A mi familia, que me ha guiado y apoyado a lo largo de la vida.

A Lucia, por su paciencia y consejos sin los cuales este trabajo no habría salido adelante.

*A mi tutor Domingo, por sus correcciones, consejos y conocimiento que han hecho de este
trabajo lo que es.*

Gracias a todos de corazón.

ÍNDICE

Resumen del Proyecto	1
1.Introducción	3
1.1 Marco Histórico y Social de la Energía	3
1.2 La Energía Renovable a Nivel Mundial	4
1.3 La Energía Solar	9
1.3.1 Solar Fotovoltaica	10
1.3.2 Solar Térmica de Baja Temperatura	11
1.3.3 Solar Termoeléctrica	13
1.4 Las Diferentes Tecnologías Termosolares	15
1.4.1 Captador Cilindro Parabólicos	15
1.4.2 Concentradores Lineales Fresnel	20
1.4.3 Centrales de Torre o de Receptor Central	23
1.4.4 Disco Parabólico Stirling	27
1.4.5 Comparativa de Tecnologías	31
1.5 Marco Regulatorio	33
2. Descripción de una Central Solar de Torre	36
2.1 Descripción del Sistema	36
2.2 Elementos del Sistema	38
2.2.1 Campo de Heliostatos	38
2.2.2 Receptor	40
2.2.3 Torre	42
2.2.4 Fluido de Trabajo	43
2.2.5 Sistema de Seguimiento Solar	45
2.2.6 Sistema de Almacenamiento	46
2.2.7 Ciclo de Potencia	53
2.2.8 Sistema Auxiliar de Seguridad o Hibridación	56
2.2.9 Sistema de Conversión a Red	57
2.2.10 Costes de la Central	58
2.3 Mejoras esperadas para los principales subsistemas	61
3. Diseño del Sistema de Captación del Bloque de Potencia y Optimización del Sistema de Almacenamiento Térmico	62
3.1 Diseño del Sistema de Captación	62
3.2 Diseño del Bloque de Potencia	62
3.3 Optimización de la Operación del Sistema de Almacenamiento Térmico	74

4. Conclusiones	79
5 Coste del proyecto	84
Bibliografía	86
Anexo	91

Índice de tablas y figuras

Figura 1. Consumo mundial de energía. Fuente: [26]	3
Figura 2. Consumo mundial de electricidad. Fuente: [25]	3
Figura 3. Evolución del consumo mundial de energía y aumento de la población mundial. Fuente: [26]	4
Tabla 1. Tabla comparativa entre 2014 y 2015. Fuente: [5]	6
Figura 4. Comparacion entre el consumo aproximado de cada una de las energias entre 2014 y 2015. Fuente: [5]	7
Figura 5. Intensidad energética primaria mundial y demanda total de energía primaria, 1990–2014. Fuente: [5]	9
Figura 6. Demanda de energía eléctrica y producción termosolar el 28 de julio de 2011. Fuente: [27]	10
Figura 7. Generación solar fotovoltaica por región. Fuente: [4]	11
Figura 8. Esquema básico de calentamiento de aire mediante energía solar. Fuente: [7]	12
Figura 9. Esquema básico de sistema de almacenamiento de calor para Calentamiento de aire. Fuente: [7]	12
Figura 10. Esquema de una instalación de ACS. Fuente: [7]	13
Figura 11. Capacidad mundial de energía solar termica de concentracion, por pais o region 2005.2015. Fuente: [5]	14
Figura 12. Estructura metálica LS-3. Fuente: [7]	17
Figura 13. Estructura metálica Eurotrough. Fuente: [7]	17
Figura 14. Esquema de tubo absorbedor. Fuente: [7]	18
Figura 15. Esquema central solar de producción con colectores cilindro-parabólico, sistema de almacenamiento en serie. Fuente: [7]	18
Figura 16. Esquema central solar de producción con colectores cilindro-parabólico, sistema de almacenamiento en paralelo. Fuente: [7]	18
Figura 17. Central de potencia Valle1 y Valle 2. Fuente: [12]	19
Tabla 2. Central de potencia Valle1 y Valle 2. Fuente: [12]	19
Figura 18. Central de potencia Andasol1, Andasol 2 y Andasol 3. Fuente: [28]	19
Tabla 3. Central de potencia Andasol1, Andasol 2 y Andasol 3. Fuente: [28]	20
Figura 19. Diversos esquemas de colectores lineales Fresnel. Fuente: [16]	20
Figura 21. Esquema de sistema de captación solar Fresnel. Fuente: [29]	21
Figura 20. Esquema colector Fresnel con un diseño doble asimétrico. Fuente: [16]	21
Figura 22. Puerto Errado 2. Fuente: [30]	23
Tabla 4. Puerto Errado 2. Fuente: [30]	23
Figura 23. Esquema general de una planta de torre central. Fuente: [13]	24
Figura 24. Esquema de la incidencia solar sobre las diferentes regiones de un campo de heliostatos. Fuente: [31]	25
Figura 25. Planta de potencia termosolar Gemasolar. Fuente: [12]	26
Tabla 5. Planta de potencia termosolar Gemasolar. Fuente: [12]	26
Figura 26. Centrales de potencia PS20 y PS10, PS20 al fondo de la imagen junto a PS10 al frente. Fuente: [32]	26
Tabla 6. Centrales de potencia PS20 y PS10, PS20 al fondo de la imagen junto a PS10 al frente. Fuente: [32]	27
Figura 27. Esquema concentrador paraboloide. Fuente: [7]	29
Figura 28. Esquema concentrador de menbrana. Fuente: [7]	29
Figura 29. Eurodish. Fuente: [33]	30
Tabla 7. Eurodish. Fuente: [33]	30

Figura 30. Casa del Angel termosolar. Fuente [34]	30
Tabla 8. Casa del Angel termosolar. Fuente [34].....	31
Tabla 9. Comparación Técnica Tecnologías Termosolares. Fuente: [17] y [42]	32
Tabla 10. Coste de la instalación de Centrales generadoras. Fuente: [17][32]	33
Figura 31. Disposición espacial de un sistema de receptores centrales distribuidos. Fuente: [22]	37
Figura 32. Heliostato de Vidrio/Metal, PS-10. Fuente: [20]	39
Figura 34. Heliostato conformado por espejos de membrana modulares. Fuente: [20]	39
Figura 33. Heliostato de Membrana. Fuente:[20]	39
Figura 35. Esquema receptor exterior. Fuente: [50].....	41
Figura 36. Esquema receptor de cavidad. Fuente: [50]	41
Figura 37. Esquema receptor volumétrico. Fuente: [50].....	42
Figura 38. Esquema receptor de lecho fluido. Fuente: [50]	42
Tabla 11. Propiedades térmicas de los fluidos de trabajo analizados. Fuente: [51]	45
Figura 39. Esquema de un heliostato con seguimiento a dos ejes. Fuente: [49]	46
Tabla 12. Criterios de diseño de un sistema de almacenamiento térmico. Fuente: 93[36][12]...	47
Tabla 13. Materiales sólidos para el almacenamiento de calor sensible. Fuente: [38]93[12]	49
Tabla 14. Sales fundidas y aceites térmicos para el almacenamiento de calor sensible. Fuente: [38]93[12]	50
Figura 40. Esquema Sistema de Almacenamiento de dos Tanques Directo. Fuente: [24].....	51
Figura 41. Esquema Sistema de Almacenamiento de dos Tanques Indirecto. Fuente: [23]	52
Figura 42. Sistema de un tanque Termoclina. Fuente:[17]	52
Figura 43. Esquema de una central solar de torre con ciclo Brayton. Fuente: [42]	53
Figura 44. Esquema de una central de torre con ciclo Rankine y almacenamiento térmico. Fuente: [42].....	54
Figura 45. Esquema de una central solar de torre con ciclo combinado. Fuente: [42].....	55
Tabla 15. Costes Campo Solar. Fuente: [17]93[12]	58
Tabla 24. Mejoras esperadas para los 3 principales subsistemas de una central de torre solar. Fuente:[42]	61
Figura 46. Diagrama T-S del Ciclo. Fuente: Elaboración propia.....	63
Figura 47. Diagrama de Proceso. Fuente: Elaboración propia.....	64
Figura 48. Parte de alta y media temperatura del ciclo en Thermoflow. Fuente: Elaboración propia.....	66
Figura 49. Parte de baja temperatura del ciclo en Thermoflow. Fuente: Elaboración propia	66
Figura 50. Especificaciones de la turbina de alta presión. Fuente: Elaboración propia.	67
Figura 51. Especificaciones del Feed Water Heater de alta presión. Fuente: Elaboración propia	67
Figura 52. Especificaciones del segundo Feed Water Heater de alta presión. Fuente: Elaboración propia.....	68
Figura 53. Especificaciones del Desaireador. Fuente: Elaboración propia	68
Figura 54. Especificaciones del Condensador. Fuente: Elaboración propia	69
Figura 55. Especificaciones de la Torre. Fuente: Elaboración propia.....	69
Figura 56. Especificaciones de Feed Water Heater de baja. Fuente: Elaboración propia	70
Figura 57. Especificaciones del segundo Feed Water Heater de baja. Fuente: Elaboración propia	70
.... Figura 58. Especificaciones del tercer Feed Water Heater de baja. Fuente: Elaboración propia	71
Figura 59. Datos técnicos de la turbina de media presión. Fuente:[55]	71

Figura 53. Datos técnicos de la turbina de alta presión. Fuente:[54]	72
Figura 60. Datos técnicos de la turbina de baja presión. Fuente:[56]	72
.....	73
Figura 61. Datos técnicos de la bomba elegida. Fuente: [57]	73
Figura 62. Datos técnicos de la bomba elegida. Fuente:[57]	74
Figura 64. Carga del sistema de almacenamiento. Fuente: Elaboración propia.....	79
Figura 63. Altura de la sal en los distintos tanques. Fuente: Elaboración propia.....	79
Figura 66. Incidencia solar a lo largo del día. Fuente: Elaboración propia.....	80
Figura 65. Electricidad Generada con sistema de almacenamiento y sin él. Fuente: Elaboración propia.....	80
Figura 67. Porcentaje de carga del campo optimizado. Fuente: Elaboración propia	82
Figura 68. Altura de sal del tanque optimizado. Fuente: elaboración propia.....	82
Figura 69. Electricidad generada optimizada. Fuente: Elaboración propia.....	83

Resumen del Proyecto

El objetivo de este proyecto es optimizar el uso, almacenamiento y consumo de la energía obtenida a través de una Central de Torre Solar.

El proyecto inicialmente nos contextualiza en la situación energética mundial, y nos explica los objetivos que hay que cumplir a nivel global. Seguidamente, viene la explicación de unos conceptos básicos para entender la energía solar y por qué es interesante. A continuación, se explica de manera básica los tipos de centrales solares que hay en el momento.

Antes de llegar al desarrollo del objetivo de este proyecto, se explica en profundidad los constituyentes y funcionamiento de una central solar de torre. Se hace de esta manera para que así el lector no se pierda al no entender conceptos técnicos en el desarrollo del objetivo de este proyecto.

Con el fin de optimizar el uso de la energía, se ha diseñado el bloque de potencia diseñando el ciclo y eligiendo los componentes necesarios para su funcionamiento.

Para el diseño del campo de captación, distribución del campo de heliostatos, altura del receptor, la torre y tamaño del receptor, así como los materiales de los que están compuestos, se ha utilizado el programa *System Advisor Model* (SAM), del cual se ha obtenido la información necesaria.

También se ha utilizado el programa SAM para la obtención de los datos meteorológicos de la zona elegida, Sevilla. Se ha elegido esta localidad puesto que tiene unas condiciones climatológicas favorables a lo largo del año y además ya existe una planta con características similares en la realidad.

Para el diseño del bloque de potencia, primero se ha diseñado un ciclo optimo con toda la información obtenida previamente al desarrollo del objetivo y después se ha hecho uso del programa *Thermoflow*, para ver el funcionamiento del ciclo y hacer las correcciones pertinentes.

En cuanto al código de gestión de las operaciones del sistema de almacenamiento y uso de la energía ha sido escrito en el programa *MATLAB R2016b*. Inicialmente se desarrollan todas las operaciones que tienen lugar en el sistema de almacenamiento. El código tiene como objetivo el correcto y optimo uso de la energía, es decir se usa para: optimizar los procesos de carga y descarga del sistema de almacenamiento, evitar congelamiento en las sales etc.

Para ver el funcionamiento del código y sus ventajas se compara con el funcionamiento que tendría la misma central sin el sistema de almacenamiento. Se elige como fluido de trabajo sal fundida (NaNO_3 60% KNO_3 40%) más conocida como sal solar.

Una vez visto el funcionamiento más general y viendo sus ventajas, se mejora. La mejora consiste en, mediante ligeras modificaciones en el código, prolongar y aumentar al máximo la generación de energía eléctrica producida. Además, se explica como con unos ligeros ajustes, el código podría utilizarse también para optimizar los beneficios de la planta en vez de la generación eléctrica.

Por último, se hace un estudio del presupuesto requerido para la realización del proyecto y unas conclusiones de los resultados.

1.Introducción

1.1 Marco Histórico y Social de la Energía

Durante el siglo XX, el mundo se centró en la producción de energía con el objetivo de tener abundante energía y de buena calidad. Era ya claro entonces que sin una buena base energética el desarrollo económico y social no iba a ser posible. Para crear esta sólida base de energía los productores se centraron en los recursos fósiles, ya que eran los que tenían una tecnología más desarrollada y además se encontraban en abundancia, abaratando costos.

El problema surge hacia los años 80 cuando nace la preocupación medioambiental. Esto es debido a que el consumo energético mundial aumenta sin cesar. Podemos ver ciertos parones en el aumento, como el que hemos visto durante los años de crisis económica mundial, pero no es más que un pequeño descenso sobre el 2008-2009 como podemos ver en la siguiente figura.

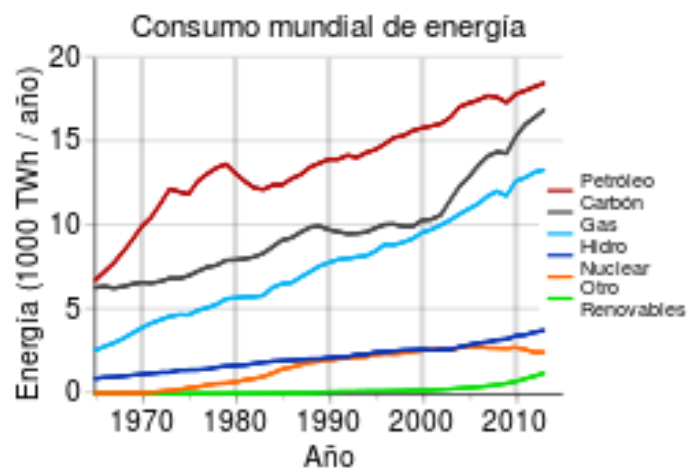


Figura 1. Consumo mundial de energía. Fuente: [26]

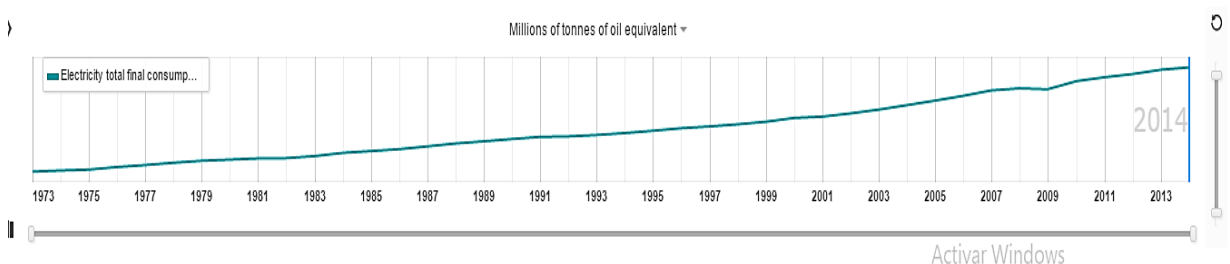


Figura 2. Consumo mundial de electricidad. Fuente: [25]

Cuanto más se desarrolla la civilización más energía consume. Además, como podemos ver en la siguiente figura explicativa, esto no es proporcional sino más bien exponencial. Se debe principalmente al aumento del consumo de productos que dependen de la electricidad.

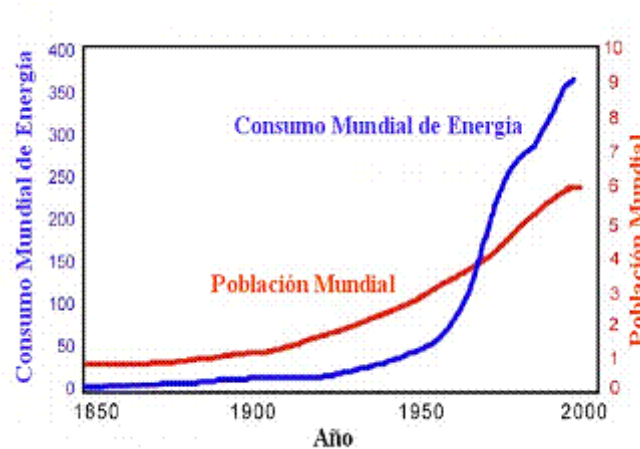


Figura 3. Evolución del consumo mundial de energía y aumento de la población mundial. Fuente: [26]

Viendo que el aumento del consumo de energía es exponencial, no podemos confiar en la producción de energía de forma tradicional, por ejemplo el carbón o el petróleo, ya que tienen dos inconvenientes, el primero es que llevan a un futuro incierto respecto al abastecimiento de generaciones futuras y el segundo es que las formas de producción de energía más tradicionales, son altamente contaminantes.

Situados en este contexto energético la pregunta es ¿qué hacer? El principal reto es conseguir un desarrollo sostenible basado en el uso de energías limpias y o renovables. Como iremos viendo más adelante en las gráficas, este sector está en auge y creciendo paulatinamente. Pero aún tiene sus problemas. A lo largo de este proyecto veremos ventajas, desventajas y mejoras esperadas en la tecnología que harán que este reto esté cada vez más cerca de convertirse en una realidad.

1.2 La Energía Renovable a Nivel Mundial

Como hemos podido comprobar anteriormente la demanda anual mundial energética, aun con los parones propios de las crisis, prosigue su crecimiento. Ante esta situación surgen diversas preguntas.

- ¿Cuánto aumentará la demanda?
- ¿Cómo podemos solucionar este aumento de una manera sostenible?
- ¿Cuánta energía renovable producimos?
- ¿Cuál es el futuro de la energía renovable?
- ¿Somos capaces de cumplir los objetivos climáticos marcados?

- ¿Cómo se está desarrollando la eficiencia energética?

Con las previsiones hechas para 2050 según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) [3] la demanda de energía en las ciudades aumentará en un 70% respecto a los niveles de 2013 hasta unos 620 exajulios (EJ). Además, las emisiones derivadas de carbono debidas al uso de la energía aumentarán un 50%. Esto, a primera vista supone un gran problema, pero según el acuerdo alcanzado en la 21ª Conferencia de las Partes (COP21), París, se podría invertir las tendencias actualmente insostenibles del sistema energético mundial. Esto podría ser posible siempre y cuando nuestras ambiciones por un mundo mejor estén firmemente seguidas por unas acciones políticas rápidas, radicales y eficaces.

La demanda de energía primaria puede reducirse en un 30% y las emisiones de carbono en un 70% de aquí a 2050 si seguimos con el Escenario 2 °C (2DS). Las reducciones se conseguirían principalmente mediante la eficiencia del uso final de los combustibles y la electricidad (38%), el uso de las renovables (32%), el siguiente punto importante sería la captura y almacenamiento de las emisiones de carbono (12%) seguido por el uso de la energía nuclear (7%). Para ello debemos entender que no existe un único modelo perfecto que seguir, los responsables políticos son los que tienen que elegir la combinación apropiada de estrategias y soluciones optimas en función de las particularidades de sus ciudades y países.

Respecto a cómo está el mercado de la energía renovable, qué sectores están en auge y cuáles no en el último estudio publicado por la AIE en: *Renewable Energy Medium-Term Market Report* 2016 [4], podemos ver que el 2015 fue un año en que la capacidad de la energía eléctrica anual creció hasta llegar a un récord de 153 gigavatios (GW). Esto debido principalmente a los récords conseguidos también en la energía suministrada mediante eólica onshore (63 GW) y la solar fotovoltaica (49 GW).











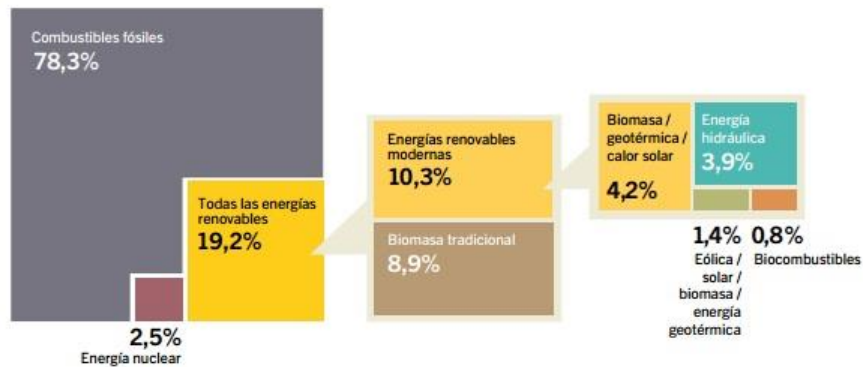
		2014	2015
INVERSIONES			
Inversiones nuevas (anuales) en electricidad y combustibles renovables ¹	Miles de millones de dólares (USD)	273	285,9
ELECTRICIDAD			
Capacidad de electricidad renovable (total, sin incluir hidráulica)	GW	665	785
Capacidad de energía renovable (total, incluyendo energía hidráulica)	GW	1.701	1.849
 Capacidad de energía hidráulica ²	GW	1.036	1.064
 Capacidad de bioenergía ³	GW	101	106
 Generación de bioenergía (anual)	TWh	429	464
 Capacidad de energía geotérmica	GW	12,9	13,2
 Capacidad de energía solar FV	GW	177	227
 Energía solar térmica de concentración	GW	4,3	4,8
 Capacidad de energía eólica	GW	370	433
CALOR			
 Capacidad de calentamiento solar de agua ⁴	GW _{th}	409	435
TRANSPORTE			
 Producción de etanol (anual)	billones de litros	94,5	98,3
 Producción de biodiésel (anual)	billones de litros	30,4	30,1

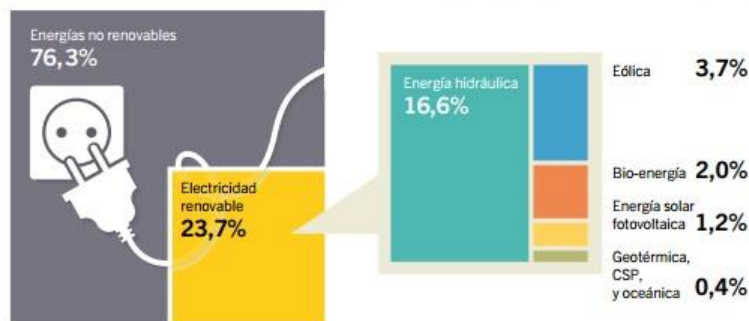
Tabla 1. Tabla comparativa entre 2014 y 2015. Fuente: [5]

Por primera vez las renovables supusieron más del 50% del suministro neto anual de capacidad de energía incluso superando al carbón en términos de capacidad instalada acumulativa. Este récord se consiguió gracias a los siguientes factores, un gran descenso de los costes de generación gracias a un aumento de la rentabilidad de la tecnología, un mayor acceso al financiamiento, la necesidad de acceso a una energía más modernizada y además una remuneración a largo periodo con precios que oscilan entre los 30 y 50 dólares estadounidenses/megavatio (\$/MWh) para tanto las eólicas onshore como las solares fotovoltaicas.

Cuota estimada de energía renovable, en el consumo mundial final de energía, 2014



Participación estimada de energía renovable en la producción de electricidad a nivel mundial, finales de 2015



Basado en la capacidad de generación de energía renovable a finales de 2015. Los porcentajes no corresponden a la suma total debido al redondeo.

Figura 4. Comparación entre el consumo aproximado de cada una de las energías entre 2014 y 2015. Fuente: [5]

Para 2021 se espera seguir con el decrecimiento de costes de generación en eólica onshore, aproximadamente un decrecimiento medio de más del 15% para esta fecha. Además, en la solar fotovoltaica cabe esperar también un descenso del coste de aproximadamente un 25%. Continuando con las previsiones, se espera que la capacidad eléctrica global de las renovables aumente un 42% (o 825 GW) esto debido a una política de cambios y mejoras de mercados en 4 países clave: Estados Unidos, China, India y México. Siendo China la que lidera de manera indiscutible la expansión de la energía renovable representando casi el 40% de esta expansión [5].

Con esto puede surgir un problema de sobrecapacidad eléctrica para China, ya que la demanda energética parece frenarse ligeramente, debido a varios factores incluyendo el aumento de la eficiencia energética, y además China ya tiene un número importante de plantas de potencia de carbón, nuclear, además de las renovables, bajo construcción.

Volviendo a las diferentes fuentes de energías renovables, cabe esperar como hemos comentado anteriormente, un fuerte crecimiento tanto de la solar fotovoltaica como de la eólica onshore, a plazo medio. En cambio, la energía hidroeléctrica disminuirá su crecimiento debido a diversos motivos. De la misma manera otras energías renovables también se espera que crezcan, pero a un ritmo más lento, entre ellas se encuentra la bioenergía con interesantes aplicaciones, sobre todo

en Europa, de conversión de carbón a biomasa. También se espera una crecida de la energía solar térmica de concentración (CPS) y una crecida más modesta de la energía geotérmica y de los océanos.

Respecto a los objetivos medioambientales marcados según los resultados del artículo *Medium Term Renewable Market Report* (MTRMR) el crecimiento de las energías renovables está actualmente en concordancia con la pauta marcada por *Intended Nationally Determined Contributions* (INDC) con objetivo en 2030. Sin embargo, solamente la eólica onshore y la solar fotovoltaica va en la línea de conseguir un aumento máximo de la temperatura media global de 2 °C. Conseguir el objetivo marcado en la COP21 va a requerir unos ratios de descarbonización mayores al igual que una inclusión más acelerada de la energía renovable en los 3 sectores más importantes: Producción de Electricidad, Transporte y Calor. Para llegar a esto se necesitan unas políticas que incluyan los siguientes 3 puntos:

- Resolver los retos infraestructurales y modificar la manera en la que está actualmente diseñado el mercado de manera que mejore la integración de las energías renovables.
- Implementar unas políticas estables y sostenibles que otorguen un mayor beneficio a las renovables.
- Desarrollar políticas que reduzcan el coste de financiación al mismo tiempo que se minimicen los riesgos tomados a la hora de invertir en energía renovable. Sobre todo en países en desarrollo y economías emergentes.

Entre 1990 y 2014 la intensidad energética disminuyó a una media promedio de 1,5% según la compañía *Energy Policy Network for the 21st century* (REN 21) [5], debido principalmente a cambios estructurales y mejoras en la eficiencia energética. Si solo mirásemos estos datos veríamos una caída del gasto de energía aproximadamente del 36% pero, como ya hemos comentado anteriormente, la demanda energética no cesa en su incremento. Aun así, ver que la eficiencia energética aumenta anualmente es un dato bastante alentador y que no se debe dejar de comentar.

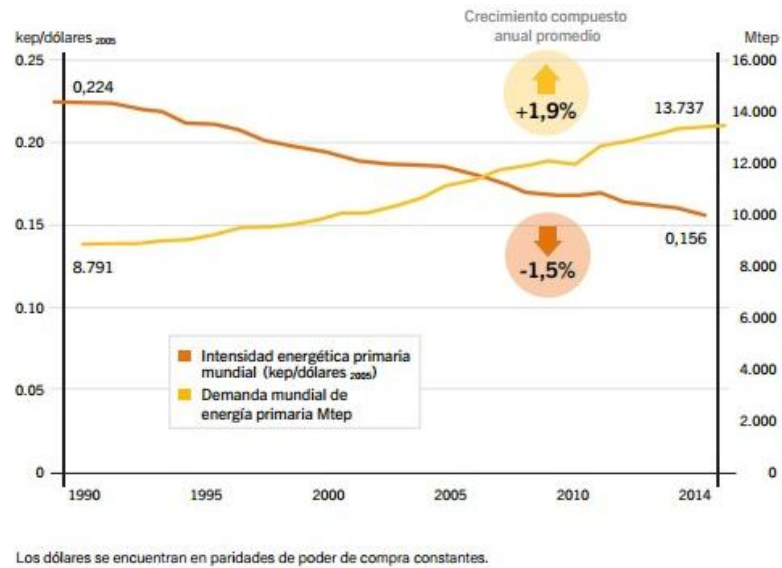


Figura 5. Intensidad energética primaria mundial y demanda total de energía primaria, 1990–2014. Fuente: [5]

1.3 La Energía Solar

Se denomina energía solar a la energía radiante producida en el Sol como resultado de las reacciones nucleares de fusión que se producen en su núcleo. Como toda onda electromagnética, recorre el vacío y llega hasta la tierra (la atmósfera terráquea) en un tiempo aproximado de 8 minutos. De acuerdo con medidas ya establecidas, la potencia promedio que llega a la tierra es de 1366 W/m^2 conocida también como la constante solar. La realidad es diferente, debido a la capacidad de absorción y dispersión la cantidad que llega realmente es menor que esta constante [17].

Las reacciones nucleares de fusión siguen la ecuación de Einstein $E=m \cdot c^2$ transformando el 0,7% de la masa afectada en la reacción en fotones con una longitud de onda muy corta, siendo muy energética y penetrante. La energía producida mantiene el equilibrio térmico del núcleo solar a unas temperaturas aproximadas de $15 \cdot 10^6$ Kelvin [18].

Algunos conceptos útiles para el estudio de la energía solar y para la construcción de la tecnología aplicada a este campo son:

- **Insolación:** Es la energía radiante que incide en una superficie conocida en un tiempo definido. [W/m^2]
- **Irradiancia:** Es la potencia solar incidente que recibe una superficie cualquiera en un instante determinado. Este valor depende del movimiento de rotación y traslación terrestre por lo que los datos se presentan como promedios diarios, mensuales o anuales. [W/m^2]

La irradiación máxima es la disponible a las 12 horas solares, cuando el sol se encuentra en su cenit y sin la aparición de nubes o algún otro elemento que bloquee la radiación.

Dentro de las energías renovables, la solar es realmente interesante ya que no se trata de una fuente poco predecible como puede ser el viento, o no es necesario desviar ríos y/o construir grandes embalses que puedan provocar problemas en cultivos o desbordamientos en épocas de crecida si no se hace todo correctamente. Según la IEA, el sol podría ser la mayor fuente de electricidad para 2050 por delante de los combustibles fósiles, el viento, energía hidráulica y nuclear. Tan solo la solar fotovoltaica podría generar más de un 16% de la electricidad mundial. La solar termoeléctrica también adquiriría unos valores realmente altos generando hasta un 11% adicional mediante concentración solar de potencia (CPS). Combinando esto, en 2050 podríamos ahorrarnos más de 6 billones de toneladas de dióxido de carbono anualmente, esto es casi el total de emisiones de dióxido de carbono del sector de transportes a nivel mundial.

Pero para ello la IEA reitera que los políticos deben enviar señales claras, creíbles y consistentes de que apoyan esta energía, lo que conllevaría a disminuir los riesgos de inversión e inspirar confianza en los futuros inversores.

Además, la generación de las centrales termosolares con almacenamiento se acopla perfectamente con la curva de demanda eléctrica:

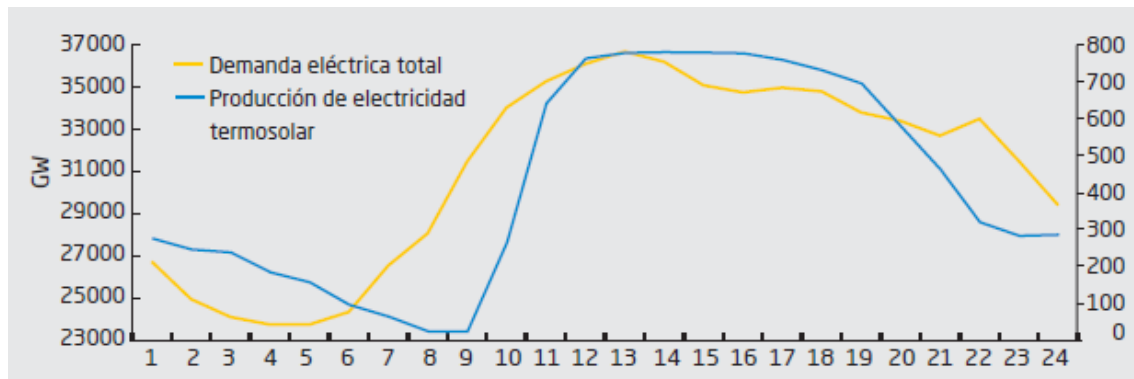


Figura 6. Demanda de energía eléctrica y producción termosolar el 28 de julio de 2011. Fuente: [27]

A día de hoy, contamos con tres tecnologías de conversión fuertemente establecidas: la solar fotovoltaica, la solar termoeléctrica y la solar térmica de baja temperatura para calefacción y agua caliente sanitaria.

1.3.1 Solar Fotovoltaica

Se compone de una célula que está formada por un aparato que es semiconductor y convierte directamente la energía solar en eléctrica, las células se encuentran conectadas formando módulos que típicamente oscilan entre los 50 y 200 vatios.

La tecnología más establecida se trata de los sistemas basados en cristales de silicio, pero están apareciendo nuevas tecnologías como la llamada Fotovoltaica concentrada, en la cual la luz del sol es concentrada en un área más pequeña. Acaba de entrar en el mercado, pero es realmente interesante porque posee una gran eficiencia (alrededor del 40%) solamente respecto a la irradiación solar directa normal. Además, se encuentra en fase de investigación otro tipo de solar fotovoltaica que emplea placas fotovoltaicas orgánicas.

La tecnología solar fotovoltaica tiene dos ventajas notorias, la primera de ellas es que la manufacturación de los módulos se puede hacer a gran escala haciendo que resulten más baratas. Por otro lado, se puede utilizar en poca cantidad, es decir no es necesario llenar un campo de módulos fotoeléctricos, se puede utilizar a pequeña escala colocándolos sobre tejados u otras aplicaciones. Además, comparada con la termosolar o solar termoeléctrica, tiene la ventaja de que no necesita la radiación directa para convertir la energía en electricidad, con la radiación difusa le es suficiente. Gracias a esto y a un gran aumento de la competitividad de los costes podemos ver su abundante crecimiento en la siguiente figura.

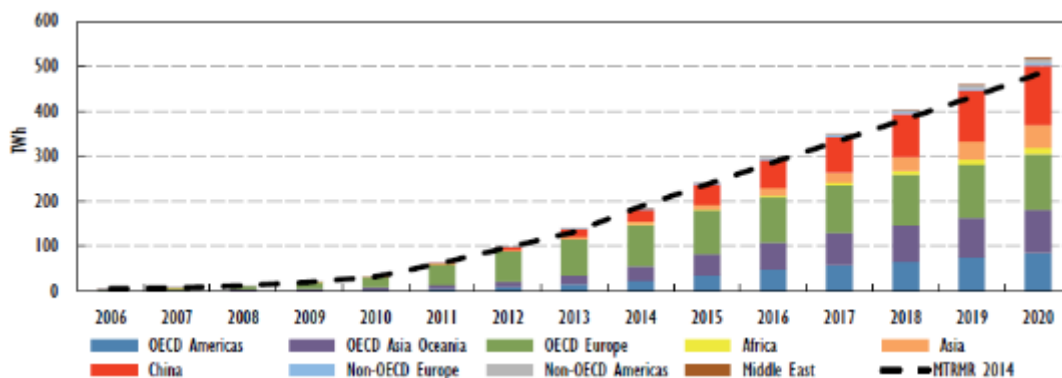


Figura 7. Generación solar fotovoltaica por región. Fuente: [4]

Las limitaciones vienen cuando entendemos que las placas fotovoltaicas generan electricidad únicamente cuando hay luz solar, que no tiene por qué ser cuando la necesitamos, sin embargo, la IEA ha resaltado en su proyecto *Grid Integration of Variable Renewables* (GIVAR), que hay diferentes opciones para solventar este problema: sistemas de almacenamiento, generación flexible e infraestructura de red entre otras.

1.3.2 Solar Térmica de Baja Temperatura

En estas tecnologías de aprovechamiento de la energía solar como su nombre indica no se obtienen elevadas temperaturas, aun así, hay diversas aplicaciones para las cuales no se necesitan temperaturas muy altas. Dos claros ejemplos son el Calentamiento de Aire o el Agua Caliente Sanitaria (ACS). Ambas son unas tecnologías bastante maduras y competitivas en diferentes regiones:

- **Calentamiento de aire:** el funcionamiento básico es que la radiación solar calienta una placa sobre o bajo la cual hay un flujo de aire. Mediante transferencia de calor por convección, la placa cede calor al aire calentándolo.

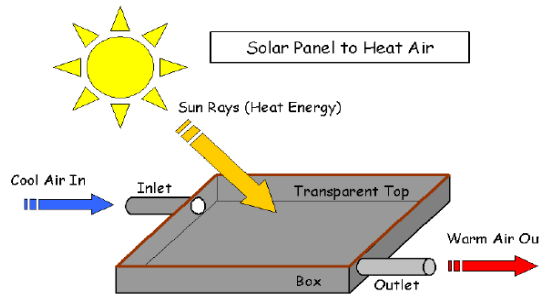


Figura 8. Esquema básico de calentamiento de aire mediante energía solar. Fuente: [7]

Existen varias maneras de conseguir esto: colector de aire sin cubierta para bajos incrementos, pero con un precio muy económico; colectores con cubierta de paso superior, inferior, con placa suspendida y simple paso; con placa suspendida y doble paso...Estos ya consiguen un incremento de temperatura más alto, pero también conllevan un mayor coste. Al final la selección del tipo de colector dependerá de la aplicación.

Alguna de estas aplicaciones basada en el calentamiento solar de aire es la calefacción, que puede ser de dos tipos, activa, utilizando un ventilador para forzar el flujo, o pasiva, el flujo se produce por convección natural. A estos sistemas de calefacción se les puede acoplar un sistema de almacenamiento de energía que permitiría continuar con la calefacción en horas de escasa o nula radiación solar.

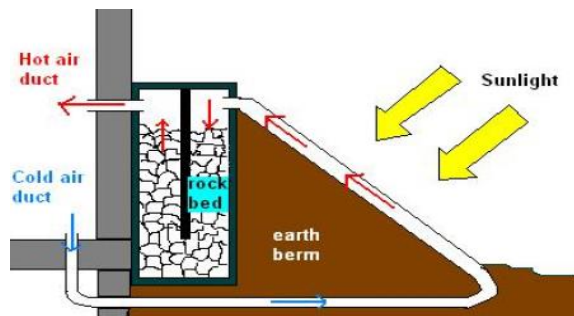


Figura 9. Esquema básico de sistema de almacenamiento de calor para Calentamiento de aire. Fuente: [7]

- **Agua Caliente Sanitaria (ACS):** la energía solar nos permite calentar agua para su uso sanitario o en la industria, sin la necesidad de combustibles, sin generación de productos contaminantes y de manera inagotable.

Básicamente se estructura de la siguiente manera:

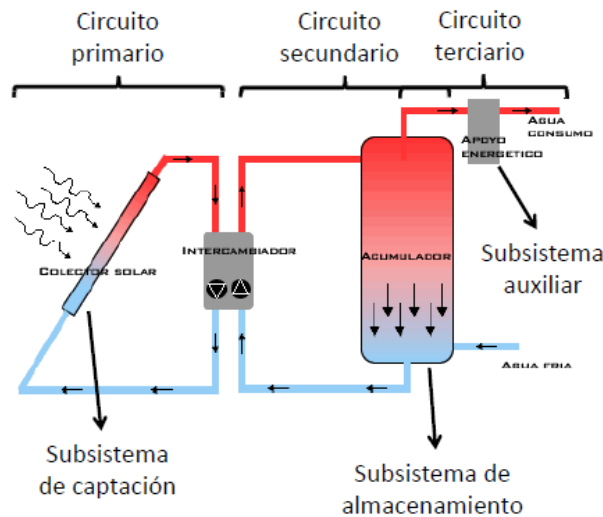


Figura 10. Esquema de una instalación de ACS. Fuente: [7]

Los captadores calientan el agua. A esta agua, debido a problemas de corrosión, ebullición y congelamiento se le añaden distintos aditivos. Por esta razón el agua del circuito primario no es apta para el consumo, así que se lleva a un intercambiador de calor donde ya sí que intercambia el calor adquirido en el colector solar con agua natural. Esta agua natural caliente se almacena para su futuro uso. Además, para casos en los que no haya suficiente agua caliente contamos con un subsistema auxiliar, básicamente una caldera, que produciría el calor necesario para elevar la temperatura del agua.

En cuanto a la tecnología de los colectores solares, encontramos colectores solares planos, los más usados debido a su precio, pero no muy eficientes; colectores de vacío y colectores mixtos, que mezclan la tecnología de ambos colectores. Al igual que antes la elección del tipo de colector se realizará en función de su aplicación y en función del incremento de temperatura requerido, yéndonos a precios más elevados a medida que requerimos mayores incrementos.

Es interesante ver esto ya que según el código técnico de la edificación (CTE) y en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad establecidos en la Ley de Ordenación de la Edificación (LOE), el CTE establece, en la sección DB-HE4 la contribución solar mínima de ACS aplicable en edificios de nueva construcción y rehabilitación, que cuenten con demanda de ACS y/o climatización de piscinas.

1.3.3 Solar Termoelectrica

La solar termoelectrica basa su funcionamiento en la concentración de la energía solar, focalizándola en un receptor que alcanza altas temperaturas y las transfiere al fluido de trabajo. La producción de energía eléctrica se lleva a cabo en un ciclo termodinámico, transformando el

calor del fluido de trabajo en potencia mecánica y esta, en electricidad en un generador eléctrico, *solar thermal electricity* (STE).

Los grandes bloques de estas centrales son:

- Sistema de captación solar
- Fluido de trabajo
- Ciclo termodinámico
- Generador eléctrico

A día de hoy podemos encontrar 4 tecnologías bien diferenciadas de obtención de energía eléctrica mediante la concentración de la energía solar:

- Captador cilindro-parabólicos
- Concentradores lineales Fresnel
- Centrales de torre o de receptor central
- Disco Parabólico Stirling

Como hemos visto anteriormente, la electricidad solar térmica continúa expandiéndose hacia nuevos mercados, aun así, la mayor concentración la podemos encontrar en los Estados Unidos y en España.

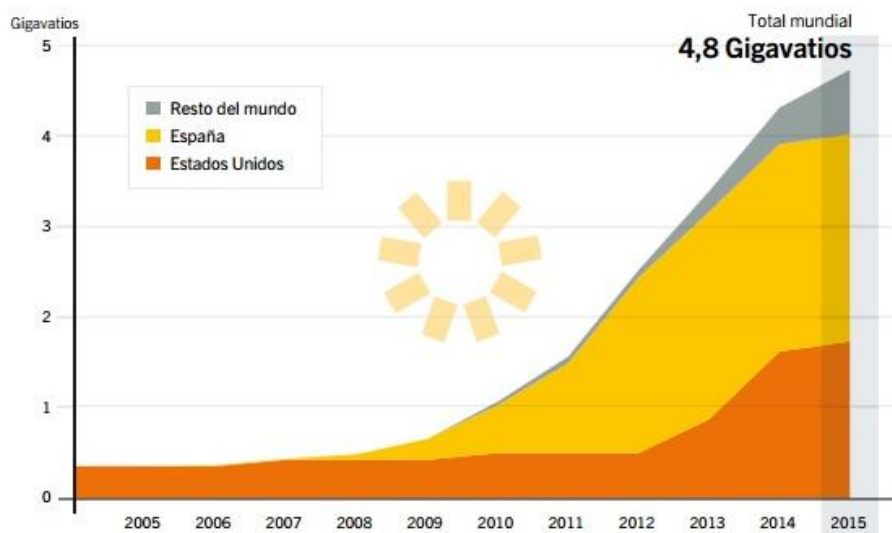


Figura 11. Capacidad mundial de energía solar térmica de concentración, por país o región 2005-2015. Fuente: [5]

Las nuevas instalaciones representan una combinación de tecnologías parabólicas y de torre, todas ellas incorporando almacenamiento de energía térmica (TES). Al final del año, hemos podido observar mucha construcción en países con altos niveles de radiación directa (DNI) como Marruecos (350 MW), Sudáfrica (200 MW), Israel (121 MW), Chile (110 MW), Arabia Saudí (100 MW), China (50 MW) e India (25 MW), lo que representa un avance significativo y un

cambio de los mercados más tradicionales según datos del *Reporte de la situación mundial de 2016* de REN21 [5].

1.4 Las Diferentes Tecnologías Termosolares

1.4.1 Captador Cilindro Parabólicos

Esta tecnología básicamente consiste en mediante espejos curvados, cilindro-parabólicos, concentrar la radiación solar directa en un tubo receptor instalado en la línea focal de los espejos. Para asegurar la máxima absorción y evitar pérdidas de calor, el tubo está cubierto por una superficie selectiva. En los sistemas de captación cilindro-parabólicos, los rayos solares son concentrados de 70 a 100 veces por colectores de espejo curvado en los tubos absorbedores, lográndose unas temperaturas operativas que oscilan entre los 350 y 550 °C. El fluido caloportador entra por uno de los extremos a una temperatura y con una velocidad determinada y sale por el otro extremo a una temperatura superior. Con esta energía obtenida mediante la radiación, se nos presentan dos opciones que se comentarán más adelante, pero básicamente consisten en turbinar directamente el fluido caloportador, o llevar este a un intercambiador de calor y turbinar el fluido al que se le ha transferido el calor [19].

Estas centrales, cuya tecnología se considera más madura en estos momentos, llevan implantadas a nivel comercial desde 1980 y suponen más del 95% de generación termosolar instalada en España. Entre las ventajas que tiene este tipo de tecnología cabe destacar la variedad de equipos comerciales disponibles, lo que facilita su diseño y construcción. Adicionalmente, las pérdidas de carga que se producen a lo largo de los tubos absorbedores, suelen ser bajas ya que en realidad se trata de una tubería recta. De la misma manera, como la superficie de los tubos es pequeña, las pérdidas térmicas son bajas.

También es interesante comentar que, debido a la necesidad de entregar un suministro constante a la red, este tipo de tecnología requiere de sistemas de apoyo que pueden ser en base a combustibles fósiles o utilizar sistemas de almacenamiento de la energía.

En cuanto al funcionamiento y dado que el reflector parabólico requiere que la incidencia de la radiación solar directa sea normal para poder reflejarla en el foco, debemos contar con un sistema de seguimiento solar. El sistema de seguimiento es a un eje o cenital, siguiéndose exclusivamente el ángulo de altura solar. Los rayos solares reflejados se concentran en el tubo receptor que está colocado en el foco del reflector. La radiación recibida calienta el tubo y este cede calor al fluido caloportador. Los tubos suelen componerse de dos tubos concéntricos. El interior, de material metálico, absorbe la radiación calentándose y cede calor al fluido caloportador que circula por el interior del mismo; el tubo exterior, de vidrio, reduce las pérdidas de calor [13].

El fluido de trabajo o fluido caloportador (HTF por sus siglas en inglés) suele ser agua desmineralizada (para temperaturas inferiores a 150°C), aceites o siliconas sintéticos (para temperaturas entre 125 y 140 °C), o sales fundidas que se emplean además como fluido de almacenamiento. Las limitaciones a la hora de elegir el agua se deben a la presión, ya que si queremos mantener el agua en estado líquido a 315 grados necesitaremos 100 bares de presión, en cambio con aceite solamente se precisan 15 bares.

Una vez que el HTF ha alcanzado una temperatura entre los 350-550 °C, tenemos dos opciones en función de la fase en la que se encuentre este fluido:

- Podemos optar por la opción de **Generación indirecta de vapor**: el fluido se mantiene en todo momento en fase líquida. El fluido aumenta su temperatura y, mediante bombas, lo llevamos hasta unos intercambiadores de calor cerrado donde transfiere el calor a agua que se convertirá en vapor para más adelante expandirse en una turbina.
- Por otro lado, podemos optar por la **Generación directa de vapor**: el fluido cambia de fase de líquido a vapor en el interior del tubo. Producimos directamente el vapor que se expandirá en la turbina en el interior del tubo absorbente.

En general la Generación directa de vapor es más compleja por contar con flujos multifásicos en el interior del tubo absorbente, pero cuenta con un mayor rendimiento por evitar el intercambiador de calor donde se genera el vapor.

A esta clase de tecnología se le suele incorporar un sistema de almacenamiento para generar electricidad en momentos en los que no haya luz solar ya sea por nubes o porque sea de noche. A día de hoy la opción más usada es el uso del *Dual Tank*, dos tanques de sales fundidas, uno de ellos contiene las sales más calientes (típicamente 550 °C) y el otro las sales más frías (típicamente 300 °C). Más adelante se explicará el funcionamiento del tanque dual pero el objetivo principal de este sistema de almacenamiento es acumular energía para distribuirla en un momento de necesidad.

Además, estas tecnologías son muy interesantes porque permiten la hibridación con otras tecnologías mediante sistemas auxiliares que permitirían, por ejemplo, en caso de muchos días de nubosidad y con poca DNI, no detener la planta de potencia y continuar produciendo energía mediante la combustión de combustibles fósiles o biomasa. Este sistema auxiliar también se utiliza como prevención. En el caso de que la temperatura de sales descienda peligrosamente, el sistema auxiliar entraría en acción impidiéndolo, ya que si las sales se solidifican podría causar muchos problemas.

En cuanto a los principales elementos que componen esta tecnología podemos ver los siguientes:

- **Estructura metálica:** se encarga de fijar y dar soporte a los reflectores. Es de especial importancia la carga del viento. Dos ejemplos de estructuras son:
 - **Estructura LS-3** cuenta con un coste reducido, baja resistencia a la torsión y rendimiento óptico reducido.



Figura 12. Estructura metálica LS-3. Fuente: [7]

- **Estructura Eurotrough** tiene un coste más elevado, mejor resistencia a torsión y rendimiento óptico mayor. El terreno puede tener una inclinación de hasta un 3%.



Figura 13. Estructura metálica Eurotrough. Fuente: [7]

- **Reflector:** el reflector cilindro-parabólico refleja la radiación solar directa sobre el foco, que será una línea recta donde se encuentra el tubo absorbedor. Se pueden emplear materiales que cumplan la función de dar soporte y ser un medio reflexivo a la vez. Suele emplearse como material de soporte el vidrio, con una capa reflexiva en su interior.
- **Tubo absorbedor:** situado en el foco del reflector, recibe toda la radiación. Suele estar formado por dos tubos concéntricos separados por un anillo de vacío que tiene como función disminuir las pérdidas por conducción. La radiación recibida calienta el tubo interior al que se le han aplicado tratamientos para aumentar su absorptividad y reducir su emisividad. Típicamente se han conseguido tubos con una emisividad menor o igual al 10% y una absorbancia mayor o igual al 95%. Este tubo interior cede calor al fluido caloportador. El tubo exterior en cambio (normalmente de vidrio), reduce las pérdidas de

calor y tiene que ser altamente resistente a la abrasión y tener una alta transmitividad. Para conseguir esto, se le realizan tratamientos antirreflexivos.

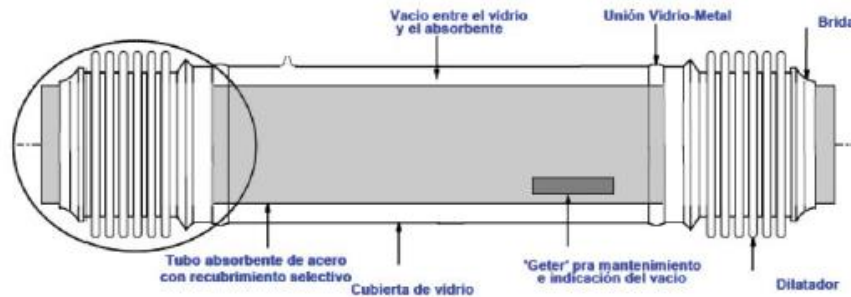


Figura 14. Esquema de tubo absorbedor. Fuente: [7]

- **Sistema de seguimiento solar:** dado que el reflector necesita DNI, es necesario el sistema de seguimiento solar. El sistema de seguimiento es a un eje, siguiéndose exclusivamente el ángulo de altura solar. El seguimiento se puede hacer conocida la posición solar en base a algoritmos o empleando células fotosensibles. Para mover los colectores hay dos opciones, se puede contar con un motor para cada línea de colectores, opción barata pero menos eficiente o que cada colector tenga su propio motor, más caro pero más eficiente.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento podemos encontrar dos tipos, en serie o en paralelo:

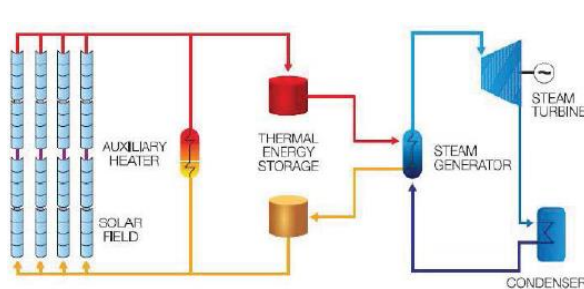


Figura 15. Esquema central solar de producción con colectores cilindro-parabólico, sistema de almacenamiento en serie. Fuente: [7]

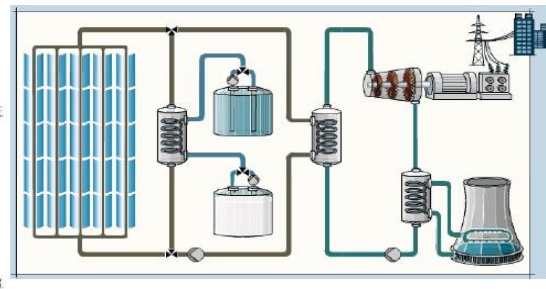


Figura 16. Esquema central solar de producción con colectores cilindro-parabólico, sistema de almacenamiento en paralelo. Fuente: [7]

Estos son algunos ejemplos de plantas con Colector cilindro-parabólico que se encuentran actualmente en funcionamiento:



Figura 17. Central de potencia Valle1 y Valle 2. Fuente: [12]

NOMBRE		VALLE 1 Y VALLE 2
LOCALIZACIÓN		San José del Valle (Cádiz, España).
GENERACIÓN ELÉCTRICA		50 MW (Cada planta)
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA NETA		145 GWh/año
CAMPO SOLAR		510.000 m ² de captadores cilindro-parabólicos nSENERtrough
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	DE	Cada una cuenta con un sistema de almacenamiento térmico de 7 horas de capacidad

Tabla 2. Central de potencia Valle1 y Valle 2. Fuente: [12]



Figura 18. Central de potencia Andasol1, Andasol 2 y Andasol 3. Fuente: [28]

NOMBRE**ANDASOL 1 ANDASOL 2 Y ANDASOL 3**

LOCALIZACIÓN	Aldeire La calahorra (Granada, España).
GENERACIÓN ELÉCTRICA	50 MW (Cada planta)
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA NETA	181 GWh/año
CAMPO SOLAR	180.000 m ² x 3
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	Cada una cuenta con un sistema de almacenamiento térmico de 7,5 horas de capacidad

Tabla 3. Central de potencia Andasol1, Andasol 2 y Andasol 3. Fuente: [28]

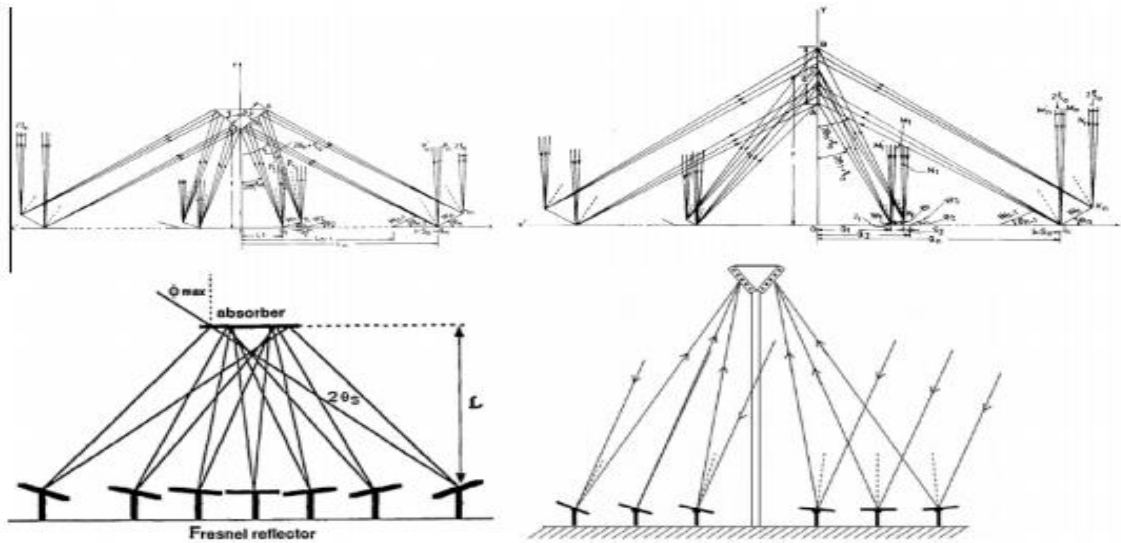
1.4.2 Concentradores Lineales Fresnel

Las centrales eléctricas termosolares basadas en la tecnología Fresnel tienen un funcionamiento muy parecido a las centrales colector cilindro-parabólico (CCP), ya que también concentran la radiación solar a lo largo de una línea.

La principal diferencia está en los colectores, en lugar de utilizar los espejos parabólicos utilizan los espejos tipo “Fresnel”. Este tipo de lentes reduce la cantidad de material necesario para la misma capacidad de concentración gracias a estar divididas en una serie de secciones anulares concéntricas. Mediante la posición de los espejos lo que se consigue es que el conjunto trabaje como una única lente Fresnel. Estas centrales basan la generación eléctrica en la concentración de la radiación solar a lo largo de un tubo absorbedor situado a varios metros de altura. Esta tecnología ha sido estudiada durante años y han surgido diferentes soluciones a la hora de diseñar

Figura 19. Diversos esquemas de colectores lineales Fresnel. Fuente: [16]

los reflectores de manera que se consigue concentrar el máximo posible de la energía solar.



Se explicará el caso más general que coincide con el de la Figura 21.

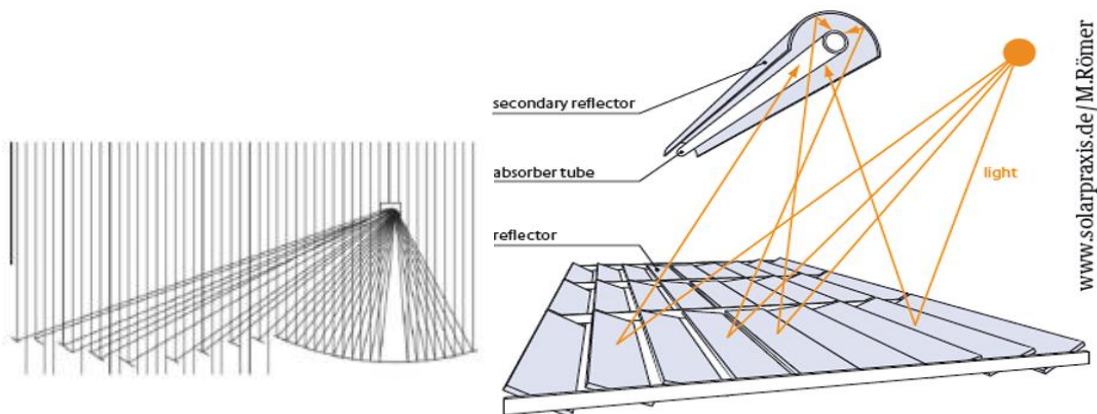


Figura 20. Esquema colector Fresnel con un diseño doble asimétrico. Fuente: [16]

Figura 21. Esquema de sistema de captación solar Fresnel. Fuente: [29]

Las lamas del reflector primario reflejan la radiación solar sobre el reflector secundario, el cual está curvado focalizando toda la radiación sobre el tubo absorbedor. De esta manera, se calienta al fluido caloportador hasta una temperatura típica de entre 350 y 400 °C, para poder generar vapor y expandirlo en las turbinas, produciendo así electricidad.

Algunas de las características más importantes a favor de esta tecnología que merece la pena destacar son, sin duda alguna, su bajo coste y su sencillez para la construcción. Esto es gracias a que, al tener un receptor fijo, se utiliza un sistema sencillo de conductos sin uniones móviles, lo

que permite más flexibilidad a la hora de seleccionar el fluido de transferencia térmica. Comparados con los colectores cilindro-parabólicos, los reflectores Fresnel captan un 30% menos de radiación solar incidente dada la misma área de colección. Por esto la eficiencia de conversión de energía se encuentra alrededor del 18%, esto es debido a una combinación de que el receptor está fijo en un punto y que el seguimiento solar a un eje con un plano horizontal supone mayores cosenos de pérdidas [16]. Aun con esta diferencia de eficiencias, el ahorro de costes en materiales además de su simplicidad de funcionamiento, hacen que el ahorro sea mucho mayor que la reducción de rendimiento [15].

Los componentes fundamentales de un sistema de captación con colectores Fresnel son:

- **Estructura metálica:** es la parte encargada de fijar y dar soporte a los reflectores. En esta tecnología la carga del viento no constituye un factor de alta importancia en comparación con los colectores cilindro-parabólicos. Además, los requerimientos del terreno son también menores, siendo esto una fuerte ventaja de este sistema de captación solar.
- **Reflector primario:** estos reflectores reflejan la radiación solar tanto sobre el tubo absorbedor como sobre el reflector secundario. Cuentan con la ventaja de ser rectos derivando, como se ha comentado anteriormente, en un coste menor pero también cuenta con el inconveniente de que producen sombreado uno sobre el otro, lo cual reduce entre un 25% y un 30% su rendimiento, sobre todo al amanecer y al atardecer.
- **Reflector Secundario:** dado que el reflector primario es lineal no reflejará la radiación en una única línea donde se encuentra el tubo absorbedor, si no en un plano, por lo tanto, es necesario un segundo reflector para que toda la radiación se focalice sobre el tubo absorbedor.
- **Tubo absorbedor:** su función es recibir toda la radiación del reflector primario y secundario calentando el tubo para poder cederle calor al fluido caloportador. Se suele situar a una altura de entre 10 y 15 metros.
- **Sistema de seguimiento solar:** dado que el reflector requiere que la radiación solar directa se refleje sobre el tubo absorbedor, se requiere de un sistema de seguimiento solar. El seguimiento se realiza a un eje, siguiéndose únicamente el ángulo de la altura solar.
- **Fluido caloportador:** el sistema de captación solar Fresnel habitualmente se utiliza para la generación directa de vapor, aumentando así el rendimiento del proceso ya que, como se ha visto antes, es notablemente más bajo que el rendimiento de los colectores cilindro-parabólicos. Suele emplearse un ciclo Rankine orgánico, en el cual el fluido de trabajo es aceite que circula a baja temperatura, entre 70°C y 300°C. La ventaja que ofrece este fluido es que la expansión del vapor saturado no conduce a la zona de vapor húmedo, con

sus consecuentes pérdidas debido al coeficiente de Baumann al entrar en la línea de Wilson, sino que conduce a la zona de vapor sobrecalentado [15].

Estos son algunos ejemplos de plantas con Colector Fresnel que se encuentran actualmente en funcionamiento:



Figura 22. Puerto Errado 2. Fuente: [30]

NOMBRE

PUERTO ERRADO 2

LOCALIZACIÓN	Calasparra (Murcia, España).
GENERACIÓN ELÉCTRICA	30 MW
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA NETA	49 GWh/año
CAMPO SOLAR	302.000 m ²

Tabla 4. Puerto Errado 2. Fuente: [30]

1.4.3 Centrales de Torre o de Receptor Central

Las centrales de receptor central, conocidas también como centrales de torre, consisten en una serie de grandes espejos dispuestos en torno a una torre, denominados heliostatos y en su conjunto campo de heliostatos. Cada heliostato tiene un sistema de seguimiento solar a dos ejes de manera que se consigue concentrar la radiación solar en un punto encima de la torre, donde se encuentra el receptor o receptor.

El receptor es el encargado de transformar la radiación en calor, transfiriéndolo al fluido caloportador que puede ser agua o sales inorgánicas. Este fluido que ha recibido el calor puede utilizarse para diferentes objetivos.

En el caso de que el fluido de trabajo sea agua, con la absorción de calor, el agua pasará a vapor y se turbinará extrayendo energía, en el caso de que se usen sales fundidas, el calor absorbido se utilizará para producir vapor más adelante mediante el uso de un intercambiador de calor. También se podrían utilizar estas sales fundidas para aumentar el rendimiento de una turbina de gas, calentando el aire de admisión a la entrada de la cámara de combustión [13].

Esta es la tecnología solar que, sin duda alguna, ha experimentado un mayor crecimiento durante los últimos años debido a la simplicidad de sus componentes, a la buena eficiencia energética y a la gran compatibilidad que tiene con el almacenamiento térmico. Mediante el uso de las sales fundidas, se consiguen tiempos de operación de hasta 15 horas a plena carga sin necesidad de radiación solar.

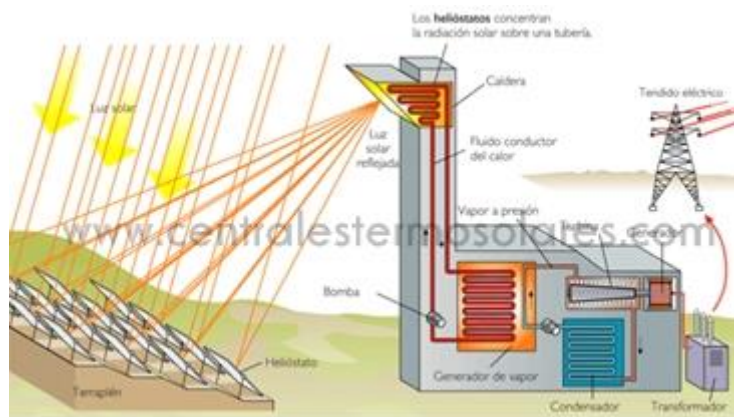


Figura 23. Esquema general de una planta de torre central. Fuente: [13]

Los componentes fundamentales de un sistema de captación con heliostatos y torre son:

- **Torre solar:** la misión de la torre es colocar el receptor central a una cierta altura, de manera que esté accesible para todos los heliostatos. Se pueden construir en hormigón o por medio de estructuras metálicas.
- **Receptor central:** recibe la radiación reflejada por todos los heliostatos y cede calor al fluido caloportador, podemos encontrar diferentes tipos de receptores; exterior, de cavidad, volumétrico o de lecho fluido.
- **Campo de heliostatos:** los heliostatos reflejan la radiación solar en el receptor central situado en la parte superior de la torre. Suelen ser de vidrio con una capa reflexiva en su interior.
- **Sistema de seguimiento solar:** para poder reflejar el máximo de la radiación solar sobre el receptor, los heliostatos cuentan con un seguimiento solar a dos ejes, acimutal y cenital.
- **Fluido caloportador:** la tecnología de heliostatos y torre cuenta con un grado de concentración muy alto, del orden de entre 600 y 1000, lo que produce unas temperaturas

muy elevadas en el fluido caloportador oscilando entre los 500 °C y 800 °C. El material utilizado como fluido caloportador dependerá del ciclo de trabajo:

- **Ciclo Brayton:** gas
- **Ciclo Rankine:** aire, aceites sintéticos, sales fundidas o producción directa de vapor

En cuanto al diseño del campo de heliostatos, se trata de un proceso complicado que ha sido profundamente estudiado puesto que en él radica una parte importante de pérdidas. Los heliostatos, además de tener una cierta reflectancia, cuentan con pérdidas por bloqueo, radiación reflejada por el heliostato que impacta sobre la parte trasera de otro heliostato en vez de hacerlo sobre el receptor. Para minimizar estas pérdidas lo que se hace es situar los heliostatos alternados en filas sucesivas. De la misma manera, hay que tener en cuenta que el ángulo de incidencia sobre los heliostatos dependerá de su posición relativa a la torre. Los situados al norte tendrán un área efectiva mayor si la torre está situada en el hemisferio norte.

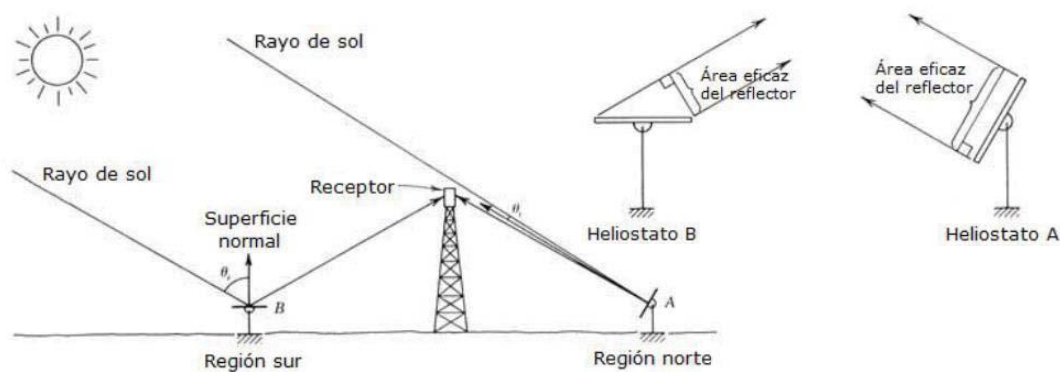


Figura 24. Esquema de la incidencia solar sobre las diferentes regiones de un campo de heliostatos. Fuente: [31]

En función de la posición de cada heliostato y la posición solar puede determinarse el rendimiento óptico de cada heliostato, oscilando entre el 95% y el 35%.

Algunos ejemplos de planta con sistema de captación de heliostatos y torre son:



Figura 25. Planta de potencia termosolar Gemasolar. Fuente: [12]

NOMBRE		GEMASOLAR
LOCALIZACIÓN		Fuentes de Andalucía (Sevilla, España).
GENERACIÓN ELÉCTRICA		19,9 MW
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA NETA		80 GWh/año
CAMPO SOLAR		2.650 heliostatos en 195 hectáreas
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	DE	Tanque de almacenamiento de sales calientes con una autonomía de generación eléctrica de hasta 15 horas.

Tabla 5. Planta de potencia termosolar Gemasolar. Fuente: [12]

Figura 26. Centrales de potencia PS20 y PS10, PS20 al fondo de la imagen junto a PS10 al frente. Fuente: [32]

**NOMBRE****PS20**

LOCALIZACIÓN	Sanlúcar la Mayor (Sevilla, España).
GENERACIÓN ELÉCTRICA	20 MW
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA NETA	48 GWh/año
CAMPO SOLAR	1.255 heliostatos en 85 hectáreas
SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	Tanque de almacenamiento de vapor con una autonomía de generación eléctrica de hasta 1 hora.

Tabla 6. Centrales de potencia PS20 y PS10, PS20 al fondo de la imagen junto a PS10 al frente. Fuente: [32]

1.4.4 Disco Parabólico Stirling

Los sistemas de disco parabólico son pequeños equipos de generación de energía que convierten la energía térmica de la radiación solar en energía mecánica mediante el uso de un motor Stirling, para más adelante convertirla en energía eléctrica.

Las centrales basadas en discos concentradores parabólicos están compuestas por unidades productoras independientes de entre 5 y 25 MW eléctricos de potencia unitaria. Esto hace que en el fondo tengan ciertas similitudes con la tecnología de generación eléctrica fotovoltaica desde el punto de vista de la explotación de la planta. La explotación de la planta es muy similar al de una

planta fotovoltaica, puesto que la complejidad de la operación es muy baja, es posible la automatización completa y, si los equipos son fiables, especialmente los de seguimiento solar y los responsables de la transformación de la radiación solar en energía mecánica, se requiere de poca intervención de operadores.

Esta tecnología de los sistemas disco-motor es la más antigua de las tecnologías solares y se remonta a 1800, cuando varias empresas demostraron la posibilidad de desarrollar sistemas basados en los ciclos Rankine y Stirling.

La evolución hacia la construcción de las actuales unidades autónomas que incluyen un motor de ciclo Stirling se ha producido en los últimos años y aunque aún se considera una tecnología inmadura, es indudable que representa numerosas ventajas frente al resto de tecnologías de aprovechamiento termosolar gracias a su simplicidad y modularidad.

Estas centrales cuentan con un alto rendimiento transformando más del 25% de la radiación incidente en energía eléctrica. Básicamente, este tipo de plantas está compuesto por multitud de unidades autónomas conectadas a motores Stirling, que están situados en el foco del disco. Gracias a la curvatura que poseen y a la baja relación entre la distancia focal y el diámetro ($f/D=0,6$), se pueden conseguir altos grados de concentración llegando incluso por encima de 3000, con lo que se llegan a alcanzar temperaturas muy altas de operación, entre 650 y 800 °C, dando pie a eficiencias superiores al 40% del motor Stirling en algunas ocasiones [14].

Una gran ventaja de esta tecnología es la escalabilidad de los concentradores Stirling que permite, utilizando pocas unidades, abastecer el consumo eléctrico de zonas aisladas donde es muy complejo hacerlo por medio de una red eléctrica convencional. De la misma manera, existe la opción de utilizarlos en grandes grupos para formar una central.

Por otro lado, un aspecto negativo de este tipo de tecnología es que no es apta para el almacenamiento térmico, siendo la única opción el almacenamiento eléctrico mediante baterías que, además de costoso, es sumamente ineficiente, al menos con la tecnología disponible a día de hoy [17].

Los componentes fundamentales de un sistema de captación con dish-Stirling son:

- **Concentrador parabólico:** su función es la de reflejar la radiación solar directa sobre un punto, en el cual se sitúa el receptor. La eficiencia del motor Stirling depende de la temperatura, de modo que se necesita concentrar mucho la radiación para lograr una alta temperatura. Algunos ejemplos de concentradores son el concentrador paraboloide o el concentrador de membrana.

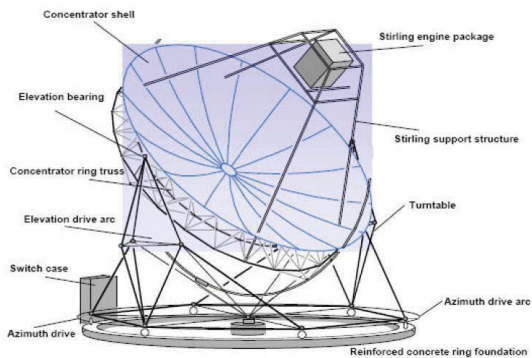


Figura 27. Esquema concentrador paraboloide. Fuente: [7]

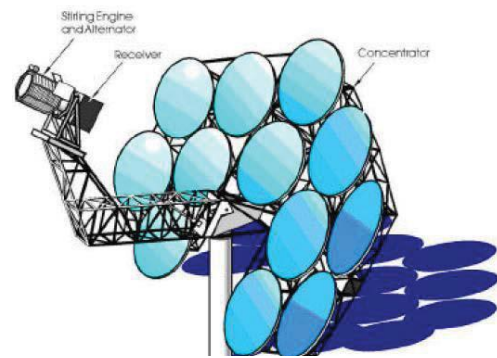


Figura 28. Esquema concentrador de membrana. Fuente:[7]

- **Sistema de seguimiento solar:** dado que se desea la radiación solar directa en un punto, necesitaremos un sistema de seguimiento solar a dos ejes, cenital y acimutal.
- **Recibidor:** se sitúa en el foco del concentrador, recibiendo la radiación reflejada por este, elevando la temperatura del fluido de trabajo. Podemos encontrar diferentes tipos de recibidores.
 - **Recibidor de tubos iluminados:** el fluido de trabajo del motor, He o H₂, circula por el interior. Cuenta con una desventaja que es que tiene un rendimiento variable debido a un perfil de radiación irregular.
 - **Recibidor de reflujo:** emplea un fluido intermedio en la transferencia de calor, metal líquido: Na. Absorbe las variaciones de radiación con lo que tiene un funcionamiento más estable.
- **Motor Stirling:** se trata de un motor de combustión externa que opera entre un foco caliente, el receptor, y un foco frío, la atmósfera. Cuenta con dos pistones unidos a un cigüeñal al que se le acopla un generador eléctrico.

Algunos ejemplos de centrales reales son los siguientes:



Figura 29. Eurodish. Fuente: [33]

NOMBRE

EURODISH

LOCALIZACIÓN	Fuentes de Andalucía (Sevilla, España).
GENERACIÓN ELÉCTRICA	8,4 kW
FACTOR DE CONCENTRACIÓN	2.500 (de media)
DIAMETRO	8,5 m
DISTANCIA FOCAL	4,5 m

Tabla 7. Eurodish. Fuente: [33]



Figura 30. Casa del Angel termosolar. Fuente [34]

NOMBRE**CASA DEL ANGEL TERMOSOLAR**

LOCALIZACIÓN	Casas de los pinos (Cuenca, España).
GENERACIÓN ELÉCTRICA	1 MW
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA NETA	2,25 GWh/año
UNIDADES	40 discos

Tabla 8. Casa del Angel termosolar. Fuente [34]

A pesar de sus grandes ventajas, no existen grandes plantas en funcionamiento en la actualidad, esto es debido principalmente a que muchos componentes siguen en fase de prototipo, encareciendo mucho las instalaciones. Además, tenemos que tener en cuenta que el sistema de almacenamiento a día de hoy no es eficiente, por lo que compiten de manera directa con las plantas fotovoltaicas las cuales, en los últimos años, han reducido drásticamente sus costes.

1.4.5 Comparativa de Tecnologías

A continuación, se mostrarán algunas tablas comparativas que muestran las principales diferencias entre las diferentes tecnologías termosolares. De esta manera somos más conscientes del estado real en el que está cada una al poder compararlas.

	CILINDRO PARABÓLICO	TORRE CENTRAL	LINEAL FRESNEL	DISCO STIRLING
CAPACIDAD TÍPICA (MW)	10-300	10-200	10-200	0,01-1,5
TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)	350-550	600-1200	350-400	550-750
EFICIENCIA MÁXIMA (%)	14-20	23-35	18	30,6
EFICIENCIA REAL (%)	11-16	7-20	13	12-25
FACTOR DE PLANTA ANUAL	20-53	40-80	22-24	25-28

HIBRIDACIÓN	Sí (Directa)	Sí	Sí (Directa)	Sí (Buena)
ESTABILIDAD DE RED	Medio a Alto	Alto	Medio	Bajo
REQUERIMIENTO DE AGUA (M³/MWH)	3(Húmedo) 0,3(Seco)	2-3(Húmedo) 0,25(Seco)	3(Húmedo) 0,2(Seco)	0,05-0,1 (Limpieza)
ADECUADO PARA REFRIGERACIÓN POR AIRE	Bajo a Bueno	Bueno	Bajo	-
COLECTOR SOLAR	Línea Focal	Punto Focal	Línea Focal	Punto Focal
RECEPTOR SOLAR	Móvil	Fijo	Fijo	Móvil
RIESGO DE DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA	Bajo	Medio	Medio	Medio
RATIO DE CONCENTRACIÓN	70-80	>1000	>60	>1300
ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO (HORAS)	8	15	1	-
ESTADO ACTUAL	Comercial y probado	Comercial	Proyectos piloto	Fase de prueba
FUTURAS MEJORAS	Limitadas	Muy significativas	Significativas	Vía producción en masa
CICLO TERMODINÁMICO	Ciclo Rankine, Ciclo Combinado	Ciclo Rankine Ciclo Combinado Ciclo Brayton	Ciclo Rankine	Ciclo Stirling

Tabla 9. Comparación Técnica Tecnologías Termosolares. Fuente: [17] y [42]

La tabla 9 muestra varias de las características más relevantes de las tecnologías solares. De manera rápida es fácil observar que de momento las centrales de torre y las de cilindro parabólico son las que muestran mejores condiciones para su implantación.

Pero, sin lugar a duda, uno de los problemas más grandes que tienen las tecnologías solares es su alto coste de instalación. Como hemos podido ver en anteriores apartados, estos costes han descendido de manera muy notable en estos últimos años. Aun así, se espera que sigan descendiendo de manera significativa, sobre todo gracias a el desarrollo de nuevas tecnologías y la producción en masa de la mayoría de los componentes. La tabla 10 muestra una comparativa entre las distintas energías y tecnologías y su coste de instalación por Megavatio instalado.

TIPO DE TECNOLOGÍA	COSTE DE LA INSTALACIÓN (US\$/KW)
CILINDROS PARABÓLICOS	
• Sin almacenamiento energético	4.600
• 6 horas de almacenamiento energético	7.100 a 9.800
TORRE SOLAR	
• 6 a 7,5 horas de almacenamiento energético	6.300 a 7.500
• 12 a 15 horas de almacenamiento energético	9.000 a 10.500
LINEAL FRESNEL	Aproximadamente 4.000
DISCO STIRLING	10.000 a 12.000
EÓLICA	2.000 a 2.500
GEOTÉRMICA	2.500 a 3.000
SOLAR FOTOVOLTAICA	5.600
BIOMASA	3.500 a 4.400
MINI-HIDRO	1.300 a 8.000
CARBÓN	1.200 a 2.000
NUCLEAR	3.500 a 4.200
HIDROELÉCTRICA	1.050 a 7.650

Tabla 10. Coste de la instalación de Centrales generadoras. Fuente: [17][32]

Como podemos observar, el precio de la instalación de las tecnologías solares más eficientes, que son las centrales de torre o la tecnología de cilindros parabólicos, como hemos visto en la tabla 9, sigue siendo superior al de las tecnologías de obtención de energía eléctrica más convencionales como por ejemplo las centrales térmicas de carbón.

1.5 Marco Regulatorio

El marco normativo y los mecanismos de apoyo en los países europeos han influido notablemente en el diseño y operación de las plantas solares.

En el sur de Europa, algunos países con altos índices de radiación (España, Portugal, Italia) han decidido apoyar la generación de potencia solar de concentración mediante tarifas retributivas.

Un objetivo importante de los organismos reguladores competentes era apoyar las plantas solares con sistemas de almacenamiento para proporcionar un entorno estable de cara al suministro energético con fuentes solares.

En España, el Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Según el artículo 27.1 de la Ley del Sector Eléctrico, se pueden acoger al régimen especial de producción de energía eléctrica las instalaciones que utilicen la cogeneración y las que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario [58]

En las instalaciones solares termoeléctricas se pueden utilizar equipos auxiliares que consuman gas natural o propano únicamente para el mantenimiento de la temperatura del acumulador de calor. El consumo de dicho combustible, en cómputo anual, deberá ser inferior al 12% de la producción de electricidad y solo durante los periodos de interrupción de la generación eléctrica, si la instalación vende su energía a la empresa distribuidora de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad vendrá expresado en forma de tarifa regulada, única para todos los periodos de programación expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora (kWh). El porcentaje puede ser el 15% sin limitación temporal, si la instalación vende la energía libremente en el mercado a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo de una combinación de todos ellos. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado por un incentivo y, en su caso, por una prima, ambos expresados en céntimos de euro/kWh.

En julio de 2005 el Gobierno aprueba el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 (PER) que constituye la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 hasta entonces vigente. Con esta revisión trata de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010. Sin embargo, propone una distribución diferente de los esfuerzos por áreas, de manera que sea posible la consecución del objetivo global [15].

El Real Decreto 661/2007 (derogado por RD 9/2013, de 12 de julio) regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Sustituye al Real Decreto 436/2004 y en él se establece una nueva metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico

y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Da una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de la existente. El marco económico establecido garantiza a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores finales eléctricos una asignación racional de los costes imputables al sistema eléctrico. En su artículo 36, se publican las tarifas y precios correspondientes a la energía solar térmica [59].

El operador que produce electricidad de origen termosolar puede elegir año tras año entre dos modelos de remuneración:

- Suministrar la electricidad con base a una tarifa fija que permanece constante durante todo el año.
- Vender la electricidad directamente en el mercado (según la tasa del día) o a plazo o bien mediante un contrato bilateral. Si el operador opta por esta segunda posibilidad recibe el valor negociado y una bonificación adicional.

Cada año, a finales de diciembre, el BOE publica la orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a aplicar a partir del 1 de enero del año siguiente. Esa orden contiene tanto la remuneración normal como la compensación inflacionaria establecidas en el Real Decreto 661/2007. La remuneración está garantizada por Ley durante 25 años, tanto el precio del kWh en caso de tarifa fija, como la bonificación en el caso de una operación de mercado. Pasados 25 años la remuneración por cada kWh suministrado a la red se reduce de tal manera que equivale al 80% del valor vigente en ese momento. Esta remuneración se ajusta en España a la tasa anual de inflación en base al índice de precios al consumo (IPC). Hasta el 31 de diciembre de 2012 al hacer este ajuste hay que restar 0,25 puntos porcentuales a la variación anual respectiva del IPC; a partir de entonces se debe restar 0,5 puntos porcentuales.

Con todo esto se puede empezar a comprender la profunda importancia e influencia que tiene el contexto político en el sector solar.

2. Descripción de una Central Solar de Torre

2.1 Descripción del Sistema

Los sistemas de receptor central o plantas de torre se basan en la concentración de la radiación solar en un punto situado en la parte superior de una torre donde se encuentra el recibidor. En este punto se alcanzan temperaturas que oscilan entre los 600 y 1200 °C en función de los elementos empleados.

Alrededor de la torre central se colocan una serie de paneles reflectantes que captan la radiación solar y la redirigen a el receptor central donde se convierte la energía radiante en energía térmica. Estos paneles tienen el nombre de heliostatos y en su conjunto forman el campo de heliostatos. Generalmente la superficie más utilizada para ellos es a base de espejos de vidrio. Los heliostatos, como ya se ha comentado anteriormente, siguen la trayectoria solar mediante un sistema de seguimiento a dos ejes, acimutal y cenital, es decir uno corrige la inclinación del espejo y otro el giro del espejo en un plano paralelo al suelo.

El receptor solar se coloca a una altura que puede llegar a más de 150 metros, para de esta manera evitar que se produzcan sombras. El diseño del campo de heliostatos tiene también mucho trabajo y existen diferentes configuraciones, siendo 3 las principales. En la primera de ellas el campo de heliostatos rodea a la torre, en el segundo tipo de configuración, el campo de heliostatos se sitúa solamente al norte de la torre, en el hemisferio norte, y por último en la tercera configuración, el campo de heliostatos también se sitúa al norte, pero en este caso el recibidor es un plano vertical que tiene una superficie de transferencia orientada hacia el norte. Algunos ejemplos de estas configuraciones las podemos ver en el apartado 1.4.3 Centrales de torre o de receptor central.

Una ventaja que tienen las centrales de torre frente a otras tecnologías termosolares de concentración y que aún no se había mencionado, es que la mayoría de los subsistemas que utiliza esta tecnología son algo comúnmente utilizado en otros tipos de industria, por ejemplo:

- Los subsistemas del ciclo de generación de vapor y movimiento de la turbina son similares a los usados en plantas eléctricas convencionales.
- Los subsistemas eléctricos son típicos de una central eléctrica convencional.
- El fluido térmico y los intercambiadores de calor son usados en otros ámbitos de la industria con el mismo propósito.
- Los espejos son planos por lo que su producción se realizaría independientemente para otros fines y no presenta problemas en su producción, transporte o instalación.

- Las altas temperaturas típicas de esta central permiten una mayor eficiencia y un mejor almacenamiento energético.

También y del mismo modo que en los sistemas de captación Fresnel, existe una variante del receptor solar central denominada Receptores centrales distribuidos, basada en una mejor disposición del campo de heliostatos y en la adición de más receptores para optimizar el espacio utilizado. Consisten en un grupo de torres solares donde los campos de heliostatos de las torres se superponen parcialmente, de manera similar a la operación de las plantas de reflectores lineales Fresnel. Para este tipo de sistemas, la situación se vuelve más compleja ya que en algunas zonas los heliostatos vecinos podrían alternativamente ser dirigidos a más de dos torres distintas. En otras regiones, sobre todo cerca de alguna de las torres, todos los heliostatos estarán dirigidos a un solo punto de concentración, mientras que en otras, los heliostatos son alternativamente dirigidos directamente a dos, tres o cuatro puntos en diferentes torres. Esto implica la necesidad de un sistema que optimice el movimiento de cada heliostato particular para así aumentar la concentración solar y reducir las pérdidas de energía evitables. Con este sistema, casi el 90% de la radiación solar incidente puede ser utilizada en la producción de electricidad [22].

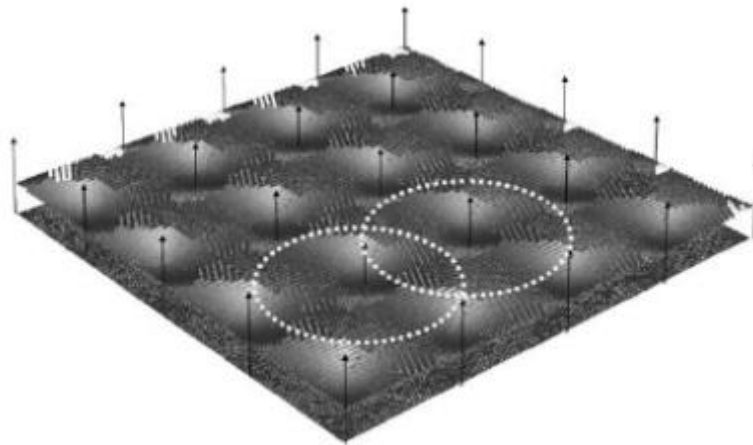


Figura 31. Disposición espacial de un sistema de receptores centrales distribuidos. Fuente: [22]

La idea de construir este tipo de plantas es realmente interesante y se esperan grandes avances en el futuro, pero de momento esta tecnología es solamente conceptual, aún no existen plantas comerciales que puedan ser estudiadas de manera más profunda.

El funcionamiento de las centrales de receptor solar es relativamente sencillo, todos los heliostatos redirigen la radiación solar al receptor que la convierte en energía térmica. Esta energía térmica es transferida al fluido de trabajo. Una vez que el fluido de trabajo reciba toda la energía, puede ir, en caso de que lo haya, al tanque de almacenamiento o directamente al bloque de potencia en

función de las necesidades de la central en ese momento. En el bloque de potencia habrá un intercambiador de calor con otro fluido, este fluido dependerá de si sigue un ciclo Rankine o Brayton, y este nuevo fluido se turbinará extrayendo de él toda la energía eléctrica posible.

Las eficiencias logradas en las centrales de receptor solar, gracias a las altas temperaturas que se alcanzan en el receptor, son superiores al 25% en la transformación de la energía solar a electricidad [20].

2.2 Elementos del Sistema

2.2.1 Campo de Heliostatos

El campo de heliostatos está formado por un gran número de heliostatos individuales, abarcando un rango entre cientos y miles, los cuales están compuestos por: un reflector de luz solar, una unidad de seguimiento solar con su respectivo motor accionador, la estructura que lo soporta y un sistema de control electrónico.

El campo de heliostatos representa una gran parte del coste total de la central de torre, llegando a suponer entre el 30-50% de su coste total de construcción. Debido a esto, se realizan enormes esfuerzos en el desarrollo de heliostatos para que tengan una buena calidad óptica, alta confiabilidad, larga vida útil y unos bajos costes específicos por área de trabajo. Las centrales en operación actualmente usan grandes heliostatos con áreas de entre 100 y 200 m² por motivos principalmente económicos [17].

Existen dos tipos principales de heliostatos, los de vidrio/metal y los de membrana.

- **Heliostatos de Vidrio/Metal:** los heliostatos de vidrio/metal consisten en varios espejos cuadrados, entre 2 y 4 m², soportados por una estructura metálica similar a la de los paneles fotovoltaicos. El diseño convencional consiste generalmente en una plancha de acero como medio de soporte, una capa adhesiva, una capa protectora de cobre, una capa reflectora de plata y por último una capa protectora de vidrio gruesa. Diseños alternativos incluyen nuevos adhesivos y compuestos e introducen capas más finas que permiten reducir el coste de materiales y peso del conjunto. Cada heliostato tiene un par de motores individuales para poder seguir el sol y concentrar la energía en el receptor. Esto se traduce en un alto nivel de concentración, pero también y de manera negativa en un alto coste por heliostato. Actualmente son los más utilizados a nivel comercial [20].



Figura 32. Heliostato de Vidrio/Metal, PS-10. Fuente: [20]

- **Heliostatos de Membrana:** estos heliostatos tienen una producción más compleja y se caracterizan por tener una superficie de reflexión única de acero inoxidable estirado, simulando una membrana de gran superficie. Poseen una alta eficiencia de reflexión solar y son más livianos con lo que se gasta menos energía en el trabajo de los motores. Además, utilizan unos materiales más baratos que los heliostatos vidrio/membrana [20].



Figura 33. Heliostato de Membrana. Fuente:[20]

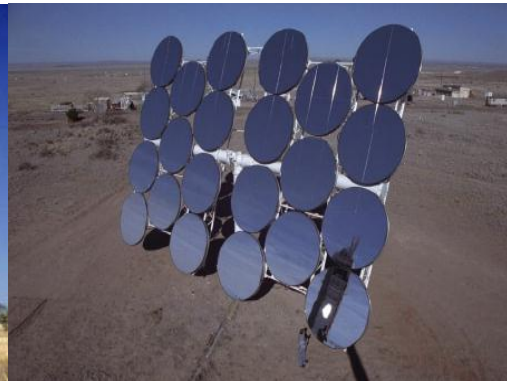


Figura 34. Heliostato conformado por espejos de membrana modulares. Fuente: [20]

La disposición de los heliostatos tiene diversos diseños dependiendo fundamentalmente del tipo de torre receptora. El diseño y desarrollo de estas tecnologías comenzó en Estados Unidos en 1975. Actualmente cada vez se recurre más a complejos programas informáticos que tratan de optimizar al máximo el campo de heliostatos en función a factores económicos, la superficie disponible y potencia solar suministrada. Consideran diferentes variables para sus cálculos como son los efectos del viento, los problemas por sombras y apantallamientos, atenuación de la radiación reflejada debido a otros espejos situados entre este y la torre, la localización del campo de heliostatos etc. Siala y Elayeb han presentado un modelo matemático de un método radial sin bloqueo del campo de heliostatos. En el método presentado el campo de heliostatos está dividido en ciertos grupos de heliostatos para incrementar su densidad. Para el posicionamiento de los

heliostatos Sanchez y Romero propusieron un nuevo procedimiento llamado *Yearly Normalized Energy Surface* (YNES). En este método la posición de los heliostatos está determinada por la radiación solar directa anual disponible en cualquier localización. Los resultados coinciden en un alto porcentaje con los resultados de otros programas como son *WinDelsol* o *SOLVER* [42].

Pero, aunque el diseño del campo de heliostatos se hace por ordenador teniendo en cuenta muchas variables y con complicados cálculos, al final encontramos dos configuraciones principales, campo norte y campo circular. Según la latitud y el tamaño de la central se elegirá una configuración u otra. De manera general, cuanto más alejada de la línea del Ecuador esté la central, mayor será la eficiencia del campo norte. Pero, sin embargo, las centrales con el campo de heliostatos dispuestos con la formación campo norte requiere torres más altas, lo que se traduce en mayores costes. Con esta idea, para centrales de gran tamaño normalmente se tiende a utilizar la formación en campo circular. Un ejemplo de cómo, en función del tamaño, se elige una configuración u otra se puede ver en las centrales PS10 y PS20, 11 y 20 MWe con capacidad de almacenamiento de hasta 1 hora, que utilizan una configuración de campo norte y se encuentra a la misma latitud aproximadamente que la central Gemasolar, 17 MWe, pero con una capacidad de almacenamiento de hasta 15 horas, que utiliza una disposición en campo circular.

2.2.2 Receptor

El receptor es el aparato en el cual se concentra toda la energía radiante que es reflejada por los heliostatos y en donde se transforma en energía térmica que es transferida al fluido de trabajo.

Hay que tener en cuenta que el receptor solar es el elemento más complejo y delicado de una planta de concentración solar, debido a los requerimientos que es sometido, séase temperatura, estrés térmico, debido a los transitorios producidos por las nubes, y diferentes condiciones climatológicas adversas [39].

Dentro de los receptores podemos encontrar varios tipos en función del diseño del campo de heliostatos, de la torre y de cuestiones económicas. Los receptores se pueden clasificar en función de distintas características, ya sea el mecanismo de transferencia de calor o el fluido de trabajo que se emplea pero, sin lugar a dudas, la principal característica que diferencia a unos receptores de otros es su geometría. Podemos encontrar los siguientes:

- **Receptor Exterior:** consiste en una serie de tubos por los cuales circula el fluido de trabajo, agrupados en paneles y expuestos al ambiente. Reciben la radiación solar en su superficie, que es absorbida en los tubos y transmitida mediante convección y conducción al fluido de trabajo. Cuentan con la ventaja de que permiten recibir radiación desde todos los ángulos, permitiendo así configuraciones de campo circular aprovechando más la

radiación solar. Sin embargo, al estar completamente expuestos, presentan mayores pérdidas.

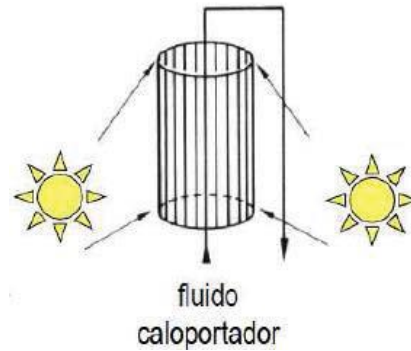


Figura 35. Esquema receptor exterior. Fuente: [50]

- **Receptor de Cavidad:** estos fueron los primeros en desarrollarse. En este caso los paneles con los tubos están a resguardo dentro de una cavidad. La radiación, proveniente del campo de heliostatos, se concentra dentro de la cavidad, calentando los paneles con los tubos por donde circula el fluido de trabajo. Como ventaja podemos encontrar que están más aislados lo que implica menores pérdidas, pero por otro lado, solo pueden recibir radiación desde una sola dirección, normalmente norte, en el hemisferio norte [40].

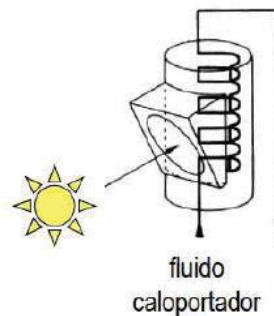


Figura 36. Esquema receptor de cavidad. Fuente: [50]

- **Receptor Volumétrico:** estos receptores utilizan un gas como fluido caloportador, comúnmente aire. Su funcionamiento se basa en una matriz porosa en la que incide la radiación solar reflejada por el campo de heliostatos. El gas, circula a través de esta matriz calentándose. La gran ventaja con la que cuentan estos receptores es que en ellos solo transcurren dos procesos: absorción y convección. Al no existir conducción, el material de la matriz se encuentra a menor temperatura que el fluido de trabajo. Por este motivo se pueden alcanzar mayores temperaturas en el fluido sin que el material de la matriz sufra tanto estrés térmico [40].

Otras ventajas del receptor volumétrico son: fácil manejo del aire como medio de transferencia de calor, gran disponibilidad, no es tóxico ni corrosivo, estructuras relativamente simples y puesta en marcha en poco tiempo. Sin embargo, posee algunas

claras desventajas en comparación con los otros receptores. El aire tiene un calor específico muy bajo lo que conduce a una alta velocidad de flujo y además no existen maneras eficientes de almacenar el aire caliente [17].

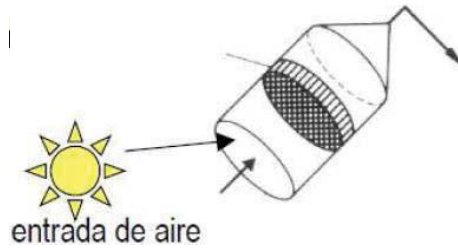


Figura 37. Esquema receptor volumétrico. Fuente: [50]

- **Receptor de Lecho Fluido:** este tipo de receptores también se conocen como receptores de partículas. En ellos el campo de heliostatos concentra toda la radiación solar sobre el receptor de partículas, donde se encuentran las partículas sólidas flotantes que absorben toda la energía. Estas partículas se utilizan tanto para absorber la radiación como para almacenar la energía, esto tiene ciertas ventajas frente al uso de las sales solares, como, por ejemplo, que las partículas pueden llegar a temperaturas mayores de los 800 °C, temperatura parecida a la que elevan las sales, pero no cuenta con el problema de congelamiento a la hora de almacenar energía. Estos receptores funcionan de manera indirecta, esto quiere decir que las partículas sólidas calientes transfieren el calor al fluido de trabajo que más adelante será turbinado para extraer energía [41].

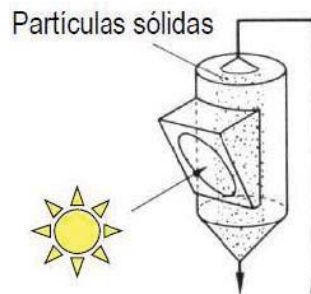


Figura 38. Esquema receptor de lecho fluido. Fuente: [50]

2.2.3 Torre

Para conseguir que la radiación reflejada por el campo de heliostatos llegue de manera eficiente al receptor, este debe situarse a cierta altura. Esto se hace principalmente para evitar los efectos de sombras y bloqueos entre heliostatos. Las torres construidas hasta la fecha consisten en estructuras metálicas o de hormigón y pueden alcanzar los 150 metros de altura.

La altura de la torre habitualmente se elige para minimizar las pérdidas del seno, lo que significa reducir el área efectiva del heliostato si el espejo no está perpendicular a la radiación proveniente del sol. Estas pérdidas por el seno se pueden producir si el receptor se encuentra muy cerca del suelo y el sol se encuentra en su cenit. Si el receptor estuviera más elevado en ángulo podría ser perpendicular por más tiempo del día. En cambio, no siempre podemos construir como queremos, el coste de la torre, tipo de colector y el tipo de terreno nos dictarán la altura máxima a la que podemos construir nuestra torre. Además, debemos tener en cuenta que, a mayor altura, mayores serán las pérdidas de carga, más dinero deberemos gastar en bombeo, más pérdidas de calor tendremos y además el sistema de seguimiento tendrá que ser más preciso [49].

2.2.4 Fluido de Trabajo

El calor absorbido en el receptor y transferido al fluido se lleva hasta el punto de demanda, ya sea un intercambiador de calor, una turbina o el tanque de almacenamiento. Para este propósito se pueden utilizar diferentes fluidos de trabajo, cada uno con diferentes propiedades. Típicamente son los siguientes:

- **Agua:** cuando se utiliza este fluido, el receptor actúa como una caldera de vapor. Llega el agua a alta presión, se calienta hasta que se evapora, teóricamente a la misma presión y se conduce directamente a la turbina para extraer energía. En líneas generales se utiliza el agua para operar a bajas temperaturas, hasta los 100 °C. Para temperaturas mayores, lo que se utiliza sería agua presurizada lo que lleva a mayores rendimientos térmicos debido a que tiene mayor coeficiente de transferencia de calor.
- **Gas:** aún no existen plantas a nivel comercial que usen solamente gas para el transporte de calor, aunque sí que se están llevando a cabo muchos estudios sobre diferentes gases. Cuentan con el gran inconveniente de la baja eficiencia de transporte, debido a su pérdida de carga y de transferencia de calor además de necesitar compresores de alto rendimiento, puesto que comprimir un gas es un procedimiento muy poco eficiente en comparación con la compresión de un líquido. Con todo, este fluido podría ser la solución para trabajar a altas temperaturas, cercanas a los 1000 °C e incluso mayores. Se han comparado aire y dióxido de carbono en diferentes turbinas de gas y los resultados muestran que el dióxido de carbono es el gas que mejor encaja gracias a su mayor coeficiente de transferencia de calor [51].
- **Sodio Líquido:** gracias a las propiedades termodinámicas del sodio líquido, se pueden alcanzar altas temperatura de trabajo, trabaja bien entre los 550 K y los 1100 K, así como alcanzar altos flujos de calor permitiendo construir receptores muy compactos y de alto rendimiento. Tienen un gran problema que es que reacciona de manera muy violenta en contacto con el agua. La reacción, altamente exotérmica, libera hidrógeno, lo que puede provocar explosiones.

- **Aceite Térmico:** puede trabajar hasta los 400 °C. Esto le permite ser de utilidad ahí donde el agua o el agua presurizada no es una opción. Tiene la gran ventaja que la temperatura de fusión es muy baja, por lo tanto, el riesgo de congelamiento es bajo. Como desventaja tiene que, a temperaturas por encima de los 400 °C, pierde sus propiedades térmicas degradándose, además no es un buen fluido para el almacenamiento térmico.
- **Sales Fundidas:** se trata de una mezcla de sales de nitratos y nitritos de sodio y potasio, la más usada es la conocida como sal solar que está compuesta por 60% NaNO_3 y 40% KNO_3 . Posee grandes ventajas. Para empezar, es un material barato ya que se utiliza en más sectores a granel, como por ejemplo en el sector de los fertilizantes; tiene un alto coeficiente de transferencia de calor, lo que permite intercambiadores de calor más compactos; gran capacidad de transporte de almacenamiento de calor y además como han sido utilizado a nivel comercial con éxito, a la hora de utilizarlas para sistemas de almacenamiento térmico es relativamente fácil conseguir financiación [52]. Como inconveniente tiene que su punto de fusión es alto, lo que provoca riesgo de congelamiento y, por lo tanto, estamos obligados a tener un sistema auxiliar para que, en caso de que baje mucho la temperatura, se pueda solventar rápidamente.

T_{in} (K)	Property	Pressurized water	Therminol VP-1	Molten Salt	Liquid sodium	Air	CO ₂	He
300	k (W/m K)	0.628	0.135	–	–	0.036	0.031	0.160
	ρ (kg/m ³)	994	1046	–	–	0.769	1.098	0.146
	C_p (J/kg K)	4164	1577	–	–	1021	1004	5193
	μ (Pa s)	$5.9 \cdot 10^{-4}$	$3.2 \cdot 10^{-3}$	–	–	$2.5 \cdot 10^{-5}$	$2.3 \cdot 10^{-5}$	$2.1 \cdot 10^{-5}$
400	k (W/m K)	0.674	0.124	–	86.9	0.043	0.037	0.191
	ρ (kg/m ³)	926	964	–	918	0.632	0.939	0.112
	C_p (J/kg K)	4277	1860	–	1370	1040	1057	5193
	μ (Pa s)	$1.9 \cdot 10^{-4}$	$6.6 \cdot 10^{-4}$	–	$5.9 \cdot 10^{-4}$	$2.9 \cdot 10^{-5}$	$2.6 \cdot 10^{-5}$	$2.5 \cdot 10^{-5}$
500	k (W/m K)	0.622	0.109	–	79.8	0.049	0.044	0.221
	ρ (kg/m ³)	813	878	–	896	0.537	0.813	0.091
	C_p (J/kg K)	4741	2128	–	1332	1062	1104	5193
	μ (Pa s)	$1.1 \cdot 10^{-4}$	$3.2 \cdot 10^{-4}$	–	$4.1 \cdot 10^{-4}$	$3.2 \cdot 10^{-5}$	$3.0 \cdot 10^{-5}$	$2.9 \cdot 10^{-5}$
600	k (W/m K)	–	0.091	0.506	73.4	0.054	0.051	0.251
	ρ (kg/m ³)	–	775	1880	873	0.467	0.713	0.076
	C_p (J/kg K)	–	2392	1504	1300	1086	1145	5193
	μ (Pa s)	–	$2.0 \cdot 10^{-4}$	$2.7 \cdot 10^{-3}$	$3.2 \cdot 10^{-4}$	$3.5 \cdot 10^{-5}$	$3.3 \cdot 10^{-5}$	$3.3 \cdot 10^{-5}$
700	k (W/m K)	–	0.069	0.525	67.8	0.059	0.057	0.281
	ρ (kg/m ³)	–	641	1816	851	0.413	0.633	0.066
	C_p (J/kg K)	–	2768	1521	1276	1108	1180	5193
	μ (Pa s)	–	$1.3 \cdot 10^{-4}$	$1.6 \cdot 10^{-3}$	$2.6 \cdot 10^{-4}$	$3.8 \cdot 10^{-5}$	$3.6 \cdot 10^{-5}$	$3.7 \cdot 10^{-5}$
800	k (W/m K)	–	–	0.545	62.7	0.064	0.064	0.310
	ρ (kg/m ³)	–	–	1752	827	0.371	0.568	0.058
	C_p (J/kg K)	–	–	1539	1260	1129	1211	5193
	μ (Pa s)	–	–	$1.2 \cdot 10^{-3}$	$2.3 \cdot 10^{-4}$	$4.0 \cdot 10^{-5}$	$3.9 \cdot 10^{-5}$	$4.0 \cdot 10^{-5}$
900	k (W/m K)	–	–	–	58.1	0.069	0.070	0.338
	ρ (kg/m ³)	–	–	–	804	0.336	0.515	0.052
	C_p (J/kg K)	–	–	–	1252	1148	1238	5193
	μ (Pa s)	–	–	–	$2.0 \cdot 10^{-4}$	$4.3 \cdot 10^{-5}$	$4.2 \cdot 10^{-5}$	$4.4 \cdot 10^{-5}$
1000	k (W/m K)	–	–	–	54.1	0.073	0.076	0.366
	ρ (kg/m ³)	–	–	–	780	0.307	0.471	0.047
	C_p (J/kg K)	–	–	–	1252	1164	1262	5193
	μ (Pa s)	–	–	–	$1.8 \cdot 10^{-4}$	$4.5 \cdot 10^{-5}$	$4.5 \cdot 10^{-5}$	$4.7 \cdot 10^{-5}$
1100	k (W/m K)	–	–	–	50.4	0.077	0.082	0.394
	ρ (kg/m ³)	–	–	–	755	0.283	0.433	0.043
	C_p (J/kg K)	–	–	–	1262	1179	1282	5193
	μ (Pa s)	–	–	–	$1.7 \cdot 10^{-4}$	$4.7 \cdot 10^{-5}$	$4.8 \cdot 10^{-5}$	$5.1 \cdot 10^{-5}$
1200	k (W/m K)	–	–	–	–	0.081	0.087	0.421
	ρ (kg/m ³)	–	–	–	–	0.262	0.401	0.039
	C_p (J/kg K)	–	–	–	–	1192	1300	5193
	μ (Pa s)	–	–	–	–	$5.0 \cdot 10^{-5}$	$5.0 \cdot 10^{-5}$	$5.4 \cdot 10^{-5}$

Tabla 11. Propiedades térmicas de los fluidos de trabajo analizados. Fuente: [51]

2.2.5 Sistema de Seguimiento Solar

En el campo solar cada heliostato sigue el sol para así minimizar el coseno de pérdidas y por lo tanto maximizar la energía solar colectada. Esto se hace mediante el posicionamiento de la superficie de manera perpendicular a la bisección del ángulo formado por el sol y el receptor solar. Los sistemas de seguimiento solar se pueden clasificar en sistemas de bucle abierto o de bucle cerrado [42].

- **Sistema de Bucle Abierto:** este sistema se basa en fórmulas de astronomía, como puede ser el cálculo de la altura solar relacionando la posición del sol con la geometría del sistema. Este sistema es un método fiable de bajo coste, recomendado para grandes campos solares, ya que utilizar el método de bucle cerrado resultaría demasiado costoso. Los heliostatos están controlados a nivel individual por un ordenador.
- **Sistema de Bucle Cerrado:** este sistema, a diferencia del de bucle cerrado, no utiliza ningún tipo de fórmula matemática o de ordenador, lo que utiliza son células fotosensibles para seguir el sol. Este sistema es más preciso y muy útil para pequeños campos de

heliostatos. Sin embargo, este sistema sufre ciertos problemas cuando se encuentra frente a cielos nublados, además de ser un sistema más costoso.

Independientemente del sistema, dos motores controlan el movimiento del heliostato. Un motor genera movimiento según el eje cenital y el otro motor rota según el eje azimutal.

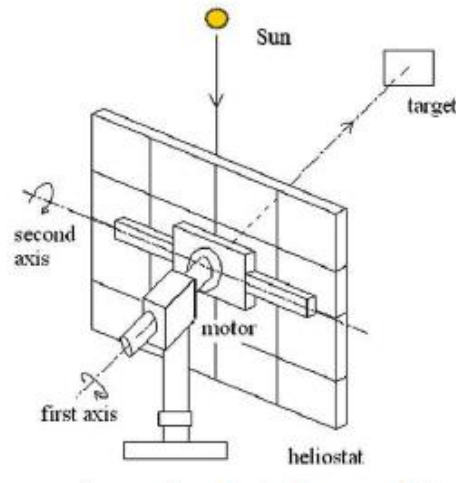


Figura 39. Esquema de un heliostato con seguimiento a dos ejes. Fuente: [49]

2.2.6 Sistema de Almacenamiento

Unos de los principales retos que enfrenta la obtención de energía eléctrica mediante energía solar, es la producción de energía cuando el sol es bloqueado por las nubes o durante la noche. El almacenamiento térmico proporciona una solución viable a este problema logrando factores de planta teóricos de hasta un 100% [17].

Según Y. Tian (2013), a la hora de diseñar estos sistemas de almacenamiento hay algunos factores fundamentales a tener en cuenta. Estos factores son los siguientes:

- Propiedades técnicas
- Rentabilidad de costes
- Impacto medioambiental

Unas excelentes propiedades técnicas son básicas para asegurar la viabilidad del sistema de almacenamiento. Primero de todo, una alta capacidad del almacenamiento ya sea como calor sensible, calor latente o energía química, es esencial para reducir al máximo el volumen del sistema y aumentar con eso la eficiencia, ya que al haber menor área de transferencia de calor se reducirían las pérdidas al exterior. Segundo, en el caso que se usen diferentes fluidos para el almacenamiento y para la transferencia del calor, debe de haber un buen nivel de transferencia de calor entre ambos fluidos para asegurar que la energía térmica pueda ser absorbida o liberada a la velocidad requerida. Tercero, los materiales de almacenamiento deben tener una buena estabilidad química y mecánica para evitar la degradación después de un número determinado de ciclos térmicos. Otras propiedades importantes se muestran en la tabla 12.

La rentabilidad de costes determina el período en el que se va a recuperar la inversión, por lo tanto, una parte realmente importante a tener en cuenta. El coste del sistema de almacenamiento se desglosa principalmente en tres partes: coste del material de almacenamiento térmico, coste del intercambiador de calor y coste del terreno. La rentabilidad de costes está normalmente conectada con las propiedades térmicas ya que altas capacidades de almacenamiento térmico y altos niveles de transferencia de calor pueden reducir significativamente el volumen del sistema.

Aparte de la rentabilidad de costes y las propiedades técnicas hay otros criterios como la estrategia de operación o la integración a una planta de potencia específica que corresponderían al impacto medioambiental.

CRITERIO**FACTORES INFLUYENTES**

PROPIEDADES TÉCNICAS	<ol style="list-style-type: none"> 1. Alta capacidad de almacenamiento térmico (la más importante). 2. Altos ratios de transferencia de calor entre el fluido de almacenamiento y el de transferencia. 3. Buena estabilidad química y mecánica. 4. Compatibilidad entre el fluido de trabajo y el de almacenamiento. 5. Reversibilidad de un número grande de ciclos de carga y descarga. 6. Bajas pérdidas térmicas y control sencillo.
RENTABILIDAD DE COSTES	<ol style="list-style-type: none"> 1. Coste de los materiales de almacenamiento. 2. Coste de los intercambiadores de calor. 3. Coste del terreno o del espacio del sistema de almacenamiento térmico.
IMPACTO MEDIOAMBIENTAL	<ol style="list-style-type: none"> 1. Estrategia de operación. 2. Carga máxima. 3. Temperatura nominal y entalpía específica perdida en la carga. 4. Integración con la planta de potencia.

Tabla 12. Criterios de diseño de un sistema de almacenamiento térmico. Fuente: 88[36][12]

Los materiales usados para el almacenamiento de energía solar están clasificados en tres grandes grupos de acuerdo con sus mecanismos de almacenaje:

- **Almacenamiento de calor sensible:** es la tecnología más desarrollada y tiene un gran número de materiales baratos disponibles, pero tiene la capacidad de almacenamiento más baja, lo que incrementa de manera notoria el tamaño del sistema.
- **Almacenamiento de calor latente:** tiene una capacidad mucho mayor para almacenar energía, pero cuenta con el problema de que los ratios de transferencia de calor son muy bajos a no ser que se les añadan aditivos.
- **Almacenamiento químico:** tiene la capacidad de almacenamiento más alta, pero tiene una serie de problemas que restringen su uso. Los problemas que aparecen con el uso de este sistema de almacenamiento son que se necesitan reactores complicados para reacciones químicas específicas, tiene poca durabilidad a largo plazo y su estabilidad química no es buena.

Como en este proyecto se ha decidido que la central de torre tenga un sistema de almacenamiento de calor sensible, se profundizará un poco más para entender los motivos de esta elección.

En el almacenamiento de calor sensible, la energía térmica es almacenada durante el incremento o decremento del medio de almacenamiento térmico, que puede ser tanto líquido como sólido.

- **Almacenamiento en medio sólido:** en estos sistemas el calor es almacenado comúnmente en materiales como hormigón, materiales cerámicos, ladrillos refractarios o ferroaleaciones, propiedades adjuntas en la tabla 13. Estos materiales tienen un rango de temperaturas de trabajo entre los 200 y los 1200 °C y tienen conductividades excelentes. El precio de estos materiales es bajo rondando entre los 0.05 US\$/kg –5.00 US\$/kg, pero, aún con todas estas ventajas, aún no se utilizan a nivel comercial debido a dos inconvenientes principales, a determinados ciclos térmicos estos materiales se pueden resquebrajar y además su capacidad de almacenamiento es muy pobre, por lo que se necesitan grandes cantidades de material para almacenar energía.

Storage materials	Working Temperature [°C]	Density [kg/m ³]	Thermal conductivity [W/(m K)]	Specific heat [kJ/(kg °C)]	Specific heat [kWh _t /(m ³ °C)]	Cost per kg [US\$/kg]	Cost per kWh _t [US\$/kWh _t]
Sand-rock minerals	200-300	1700	1.0	1.30	0.61	0.15	4.2
Reinforced concrete	200-400	2200	1.5	0.85	0.52	0.05	1.0
Cast iron	200-400	7200	37.0	0.56	1.12	1.00	32.0
NaCl	200-500	2160	7.0	0.85	0.51	0.15	1.5
Cast steel	200-700	7800	40.0	0.60	1.30	5.00	60.0
Silica fire bricks	200-700	1820	1.5	1.00	0.51	1.00	7.0
Magnesia fire bricks	200-1200	3000	5.0	1.15	0.96	2.00	6.0

Tabla 13. Materiales sólidos para el almacenamiento de calor sensible. Fuente: [38]88[12]

- Almacenamiento en medio líquido:** Este tipo de almacenamiento es el único probado y desarrollado a escala comercial. El 100% de los sistemas de almacenamiento térmico existentes en el mundo utilizan esta tecnología. En estos sistemas, el calor es almacenado en fluidos como agua, agua presurizada, aceites térmicos o sales inorgánicas, propiedades adjuntas en la tabla 14. Estas últimas son las más usadas a nivel comercial. En sistemas de torre central suelen utilizarse las sales fundidas ya que ofrecen diversas ventajas. Se encuentran en estado líquido a presión atmosférica, baja viscosidad, excelente estabilidad térmica ante las altas temperaturas típicas de una central solar, alta conductividad térmica, proporcionan un medio eficiente y de bajo coste en el cual se puede almacenar energía térmica, sus temperaturas de operación son compatibles con los requerimientos de las turbinas de alta presión y no son tóxicas ni inflamables. Además, las sales fundidas han sido utilizadas en la industria metalúrgica y química como fluido de transferencia, por lo que tienen un grado de madurez elevado. En cuanto a las desventajas que ofrecen las sales fundidas, tenemos que se llevan a cabo reacciones a aproximadamente 500 °C que producen la aparición de compuestos insolubles que terminan obstruyendo las tuberías, las válvulas y superficies de intercambio, así como que aparecen iones óxidos solubles que agravan los efectos de corrosión a altas temperaturas. La composición más habitual

dentro de las sales fundidas es la conocida sal solar, que es una sal binaria compuesta por 60% NaNO_3 y 40% KNO_3 , se funde a 221 °C y suele mantenerse en estado líquido a 288 °C en los tanques aislados de baja temperatura. Aun así, nuevas mezclas de sales están apareciendo, tienen unas temperaturas de solidificación mucho más bajas, por debajo de los 100 °C y mucha menor viscosidad. Se trata de un campo en el que se sigue investigando y progresando por lo que hay que mantenerse informado y actualizado [37]

Storage materials	Working Temperature [°C]	Density [kg/m ³]	Thermal conductivity [W/(m K)]	Specific heat [kJ/(kg °C)]	Specific heat [kWh _t /(m ³ °C)]	Costs per kg [US\$/kg]	Costs per kWh _t [US\$/kWh _t]
Hitec® solar salt	220-600	1899	n.a.	1.5	0.79	0.93	10.7
HitecXL® solar salt	120-500	1992	0.52	1.4	0.77	1.19	13.1
Mineral oil	200-300	770	0.12	2.6	0.56	0.30	4.2
Synthetic oil	250-350	900	0.11	2.3	0.58	3.00	43.0
Silicone oil	300-400	900	0.10	2.1	0.53	5.00	80.0
Nitrite salts	250-450	1825	0.57	1.5	0.76	1.00	12.0
Liquid sodium	270-530	850	71.0	1.3	0.31	2.00	21.0
Nitrate salts	265-565	1870	0.52	1.6	0.83	0.50	3.7
Carbonate salts	450-850	2100	2.0	1.8	1.05	2.40	11.0

Tabla 14. Sales fundidas y aceites térmicos para el almacenamiento de calor sensible. Fuente: [38]88[12]

Una vez seleccionado el fluido de almacenamiento, hay que elegir el sistema de almacenamiento. Desde 1985 se han probado e implementado diversas tecnologías de almacenamiento térmico, en este apartado se tratarán las más frecuentes:

- **Sistema Directo de dos Tanques:** en este sistema, la energía solar térmica es almacenada en el mismo fluido de trabajo. El almacenamiento se realiza por dos tanques, uno que está a alta temperatura y otro a baja. El fluido se bombea desde el tanque de baja temperatura hasta el receptor donde es calentado gracias a la energía solar. Una vez calentado hay dos

opciones, que el fluido sea llevado al bloque de potencia, es decir, a un intercambiador para ceder calor a otro fluido y producir vapor y más adelante energía eléctrica turbinando ese vapor, o que sea transportado al tanque de alta temperatura para su almacenamiento y posterior uso. Una vez ya en el tanque de alta temperatura y cuando es requerido, por ejemplo, de noche o cuando hay nubes, el fluido caloportador se bombea del tanque hacia el intercambiador de calor donde se produce vapor para más adelante producir electricidad. A la salida del intercambiador, el fluido de trabajo ha bajado su temperatura así que es conducido al tanque de baja temperatura.

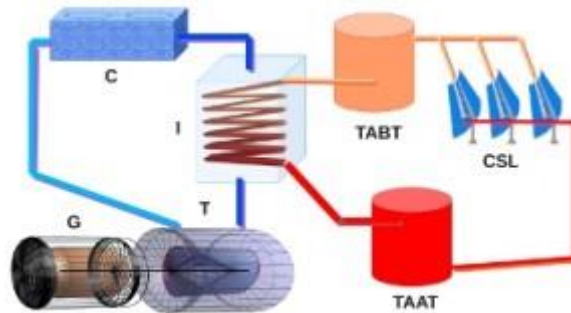


Figura 40. Esquema Sistema de Almacenamiento de dos Tanques Directo. Fuente: [24]

- Sistema Indirecto de dos Tanques:** este tipo de sistema funciona de la misma manera que el anterior, con la excepción de que se utilizan diferentes fluidos para transportar el calor y para almacenarlo. Este sistema se usa en plantas en las cuales el fluido de transferencia de calor es muy costoso o no es apropiado como fluido de almacenamiento. El fluido de almacenamiento es bombeado desde el tanque de baja temperatura hasta un intercambiador de calor. Aquí intercambia calor con el fluido de transferencia. Una vez calentado con el fluido de transferencia el fluido de almacenamiento se bombea al tanque de alta temperatura. El fluido de transferencia se ha enfriado en el intercambiador, así que se bombea de nuevo al receptor donde se volverá a calentar y se reiniciará el ciclo. Para generar el vapor necesario para producir electricidad se utiliza el fluido de almacenamiento del tanque de alta temperatura, se bombea al intercambiador con el bloque de potencia y, una vez que haya cedido el calor, se devuelve al tanque de baja temperatura.

Este sistema se debe evitar en la medida de lo posible ya que, al necesitar un intercambiador de calor extra, tiene mayores costes frente al sistema directo.

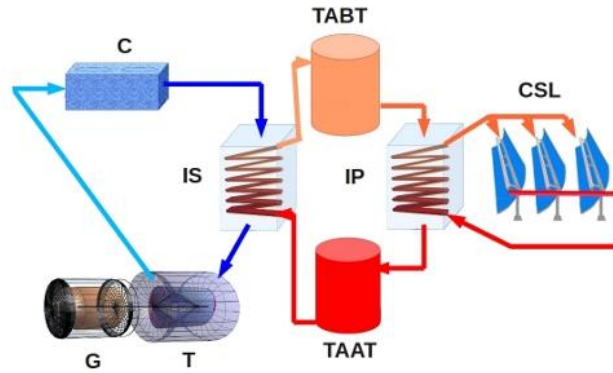


Figura 41. Esquema Sistema de Almacenamiento de dos Tanques Indirecto. Fuente: [23]

- Sistema de un Tanque de Termoclina:** este sistema almacena la energía térmica en un medio sólido, típicamente arena de sílice, dentro de un solo depósito. Este depósito está estratificado, esto quiere decir que la parte superior se encuentra a alta temperatura y la parte inferior a temperatura más baja. Estos dos estratos están separados por un gradiente de temperatura o termoclina. El fluido de transferencia de calor a alta temperatura sube hacia la parte superior de la termoclina y sale de la parte inferior a baja temperatura. Este proceso mueve la termoclina hacia abajo y añade energía térmica al sistema para el almacenamiento. Invertiendo el flujo la termoclina se mueve hacia arriba y se transfiere energía térmica del sistema para generar vapor y con ello electricidad.

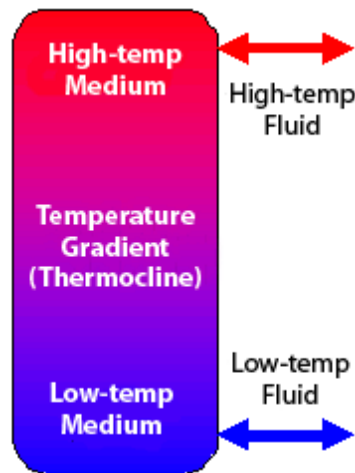


Figura 42. Sistema de un tanque Termoclina. Fuente:[17]

Entre las ventajas en general de los sistemas de dos tanques cabe destacar lo siguiente: los materiales de almacenamiento a alta y baja temperatura están separados, lo que se traduce en menor riesgo. Las desventajas son que tienen un coste elevado ya que se usan dos tanques en lugar de uno, tienen un elevado riesgo de solidificación del fluido de almacenamiento debido a su alto punto de solidificación y la alta temperatura de los tanques conduce a pérdidas.

En los sistemas termoclinos, la necesidad de usar solamente un tanque, así como el uso de un medio sólido de almacenamiento, hace interesante a este sistema ya que reduce los costes con respecto a los sistemas de dos tanques. Pero el problema es que la estratificación del fluido no es ideal y se pierde el gradiente de temperaturas no siendo tan efectivo este método, además se producen pérdidas por convección natural dentro del fluido.

Por esto y más, el almacenamiento en sistemas de dos tanques es la tecnología más madura y más viable de manera comercial a día de hoy [35].

2.2.7 Ciclo de Potencia

En el bloque de potencia parte de la energía térmica conseguida en el receptor se convertirá en energía eléctrica. El porcentaje de energía que consigamos obtener, es decir la eficiencia del bloque de potencia, dependerá de, entre otras cosas, el ciclo termodinámico que utilicemos y la eficiencia individual de sus componentes. Los ciclos termodinámicos más usados en las centrales de torre son: el ciclo Brayton, el ciclo Rankine y el ciclo combinado [42].

- **Ciclo Brayton:** el concepto básico de una central de torre que funcione con un ciclo Brayton consiste en un campo de heliostatos, un receptor volumétrico de aire en lo alto de la torre, una turbina de gas (que normalmente se instala cerca del receptor para reducir pérdidas adicionales) y un compresor. La radiación solar concentrada calienta el aire en el receptor volumétrico. Este aire viene a alta presión del compresor, que está vinculado y extrae energía del generador para comprimir el aire. Una vez calentado el aire, este puede ser directamente turbinado o pasar por una cámara de combustión donde se eleve aún más la temperatura y más adelante ser turbinado para extraer toda la energía posible. Las ventajas de esta tecnología son su alta eficiencia debido a las altas temperaturas alcanzadas y a su alto grado de hibridación.

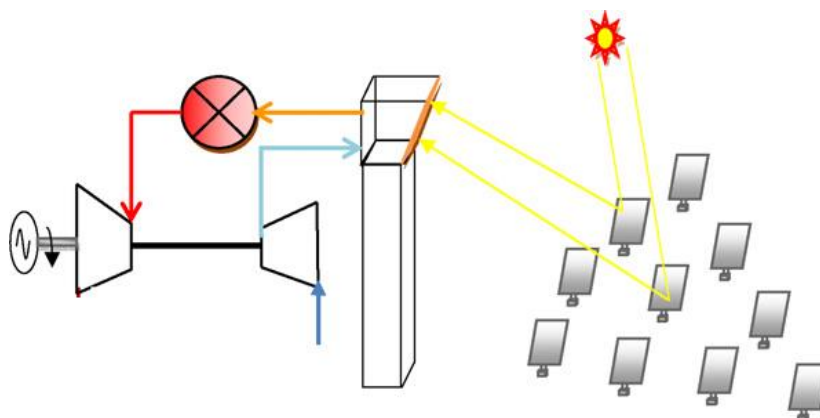


Figura 43. Esquema de una central solar de torre con ciclo Brayton. Fuente: [42]

- **Ciclo Rankine:** el concepto básico de una central de torre que funcione con un ciclo Rankine consiste en un campo de heliostatos que reflejan y concentran toda la radiación

solar sobre la torre, más específicamente, en el receptor en lo alto de ella, típicamente un tanque de almacenamiento de energía térmica, un intercambiador de calor, una cámara de combustión auxiliar, una turbina de vapor y cierto número de bombas. El funcionamiento a nivel básico comienza bombeando sales fundidas (se va a utilizar este fluido de trabajo para la explicación puesto que es el más utilizado) desde un tanque de almacenamiento frío. Estas sales fundidas se llevan por la torre hasta el receptor, ahí se calientan debido a la concentración de la radiación solar. Una vez calientes, las sales se llevan o bien a almacenamiento térmico (en el tanque para más adelante generar potencia) o bien a la generación de potencia. Cuando queremos generar potencia bombeamos las sales fundidas calientes hasta un intercambiador de calor. En el intercambiador de calor las sales ceden calor al agua hasta llevarla a su fase de vapor sobrecalentado, después estas sales ya frías se llevan de nuevo al tanque de baja temperatura. El vapor sobrecalentado es turbinado, extrayendo de él energía. Una vez turbinado se condensa, puesto que aumentar la presión de un líquido es mucho más eficiente y se bombea de nuevo al intercambiador de calor donde se reinicia el proceso.

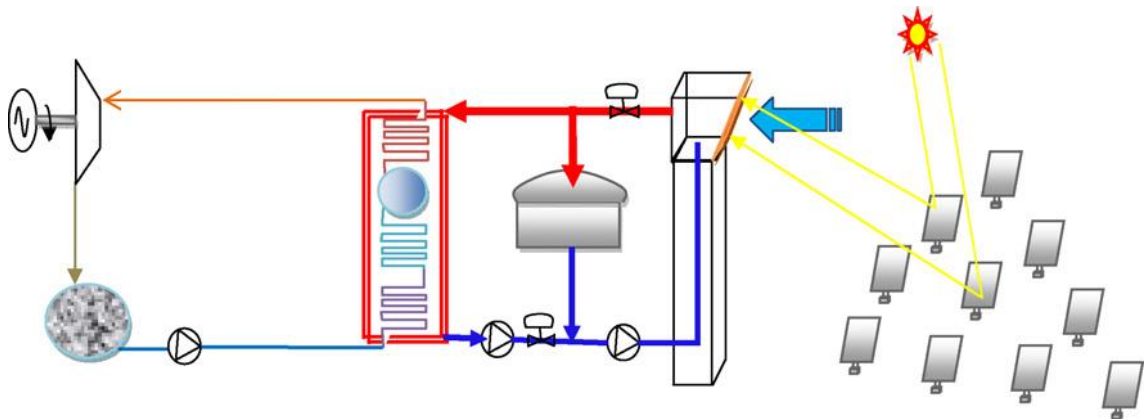


Figura 44. Esquema de una central de torre con ciclo Rankine y almacenamiento térmico. Fuente: [42]

Según Zoschak y Wu [46], que han examinado diferentes configuraciones del ciclo, con precalentadores, sobrecalentadores, evaporación combinada por el sistema auxiliar y la radiación solar y diferentes *feed wáter heaters*, se puede decir que, aplicando un balance de energía, la manera más eficiente de realizar el proceso es evaporando y sobrecalentando el agua tan solo con energía solar. Por esto en la explicación del funcionamiento básico no se ha hablado de la cámara de combustión auxiliar.

McGovern y Smith [45], han investigado sobre el efecto de la conductancia térmica y de la irradiancia del receptor en la temperatura óptima del receptor y la eficiencia de conversión energética, y han llegado a la conclusión de que para los ciclos Rankine lo mejor es un receptor central con un ciclo supercrítico.

Además, Coelho et al [44], habiendo seleccionado la región del Algarve Portugués, han encontrado que cuanto mayor sea la hibridación de la planta mejor serán los resultados

obtenidos. Por ejemplo, una planta de potencia de 10 MWe puede tener un nivel de coste de la energía de 0.108 \$/KWh con dos veces la eficiencia anual y menores costes de una torre solar de 4 MWe si tiene buena hibridación.

Xu et al [43] han encontrado que las mayores pérdidas de energía ocurren en los sistemas de conversión, un 53,3% y dentro de esas pérdidas las mayores dentro del receptor, un 44,2%, seguido del campo de heliostatos, un 33,1%. Por esto los autores proponen unos ciclos Rankine más avanzados, para mejorar las eficiencias de energía y exergía, esto se puede hacer por ejemplo con recalentadores, subiendo la eficiencia del 24.5% al 25.6%, y utilizando sobrecalentadores con lo que la eficiencia subiría hasta un 27.4%.

- Ciclo combinado:** El concepto básico de una central de torre que funcione con un ciclo combinado consiste en un campo de heliostatos que reflejan y concentran toda la radiación solar sobre la torre, más específicamente, en el receptor en lo alto de ella, una cámara de combustión auxiliar, un compresor que funciona vinculado a una turbina de gas, un *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG por sus siglas en inglés) que es un recuperador de calor, una turbina de vapor y una bomba. A nivel muy básico y para su fácil comprensión es la combinación de un ciclo Brayton y un ciclo Rankine. El funcionamiento a nivel básico del ciclo comienza comprimiendo el aire. El aire ya comprimido se transfiere a la torre hacia el receptor, en este caso un receptor volumétrico. En el receptor el aire comprimido absorbe parte del calor concentrado por el campo de heliostatos y de ahí puede ir a la cámara de combustión auxiliar, de haberla, o si no directamente a la turbina de gas donde será turbinado extrayendo energía. Los gases de salida de la turbina aún se encuentran a alta temperatura por lo que se llevan al HRSG donde se recuperara parte de este calor transfiriéndoselo al agua. En el HRSG, que puede ser a distintas presiones para perder menos exergía, evaporamos el agua y la sobrecalentamos a ser posible. Una vez el agua convertida en vapor sobrecalentado se turbinado extrayendo energía de este y se bombea de nuevo al HRSG para comenzar de nuevo el ciclo.

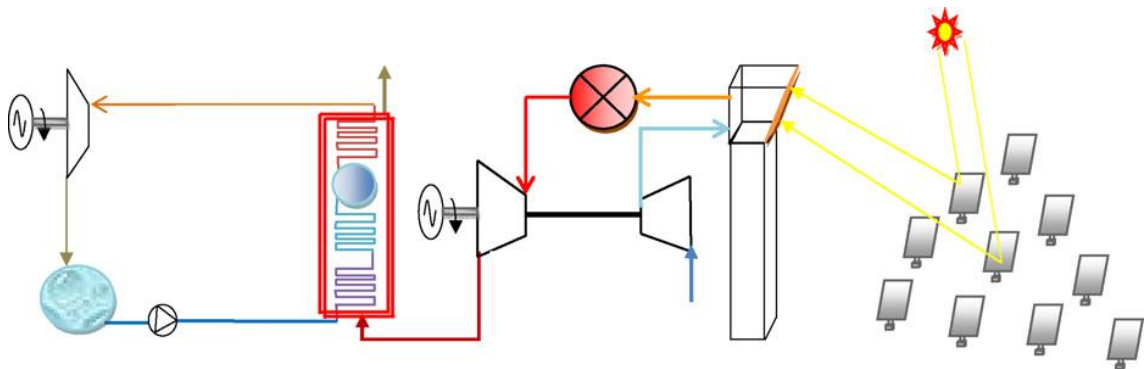


Figura 45. Esquema de una central solar de torre con ciclo combinado. Fuente: [42]

Kribus et al. [47] han estudiado la factibilidad de un ciclo combinado solar con un receptor central. Han desarrollado un nuevo software para evaluar su desempeño y los resultados muestran que este tipo de ciclos combinados ofrece numerosas ventajas con respecto a otros conceptos de plantas solares, es más, es incluso competitiva con las plantas de potencia basadas en combustibles fósiles.

Kolb [48] ha comparado económicamente varias configuraciones de solares híbridas y solamente solar y ha llegado a la conclusión que las plantas solares de ciclo combinado y las híbridas, que se apoyan en el carbón, son más competitivas que las solares sin hibridación o que no cuenten con un ciclo combinado.

2.2.8 Sistema Auxiliar de Seguridad o Hibridación

La hibridación es el uso combinado de la energía solar y un combustible fósil o renovable, como pueda ser la biomasa en una central de potencia. La hibridación, como hemos mencionado, tiene diversas ventajas:

- Ofrece capacidad de adaptación de la generación a la demanda de electricidad.
- Permite hacer más estables los transitorios.
- Gracias a la combinación de tecnologías tenemos una mayor capacidad de gestión.
- Se obtienen mayores rendimientos.
- Los arranques no son tan problemáticos gracias al uso de un sistema auxiliar.
- Permite que no se produzca congelamiento en el fluido de trabajo en épocas de poca radiación incidente.

Existen diferentes formas de hibridación: con combustibles fósiles como el carbón, derivados de petróleo o gas y otras fuentes renovables. La más usada es la caldera de gas. La hibridación con caldera de gas se puede realizar en paralelo con el campo solar o en serie.

- **Paralelo:** este tipo de hibridación consiste en el precalentamiento del fluido de trabajo en dicha caldera. Podría actuar para el precalentamiento del fluido de trabajo para así evitar los transitorios en arranques. También, podría sustituir completamente al campo solar en momentos de radiación solar incidente nula, generando mediante el sistema auxiliar directamente vapor en la caldera de gas.
- **Serie:** este tipo de hibridación consiste en, una vez que se ha generado el vapor, mediante el uso de la energía obtenida en el campo solar, sobrecalentar el vapor usando la caldera

de gas. De esta manera al aumentar la temperatura del vapor mejoramos el rendimiento de la turbina.

2.2.9 Sistema de Conversión a Red

Una vez absorbida la energía reflejada y después de sobrecalentar en muchos casos, el fluido de trabajo, se lleva a la turbina para extraer esa energía térmica y cinética y convertirla en energía eléctrica. Esto se consigue mediante un generador eléctrico.

Un generador eléctrico es una máquina que transforma la energía mecánica en eléctrica. La transformación se realiza mediante la acción de un campo magnético. Este campo magnético se encuentra en movimiento sobre unos conductores eléctricos colocados sobre un bloque, llamado estator. Este movimiento relativo entre el campo magnético y los conductores generará corriente eléctrica siguiendo la Ley de Faraday.

El movimiento del rotor del generador se consigue mediante la expansión del fluido en la turbina, séase gas o vapor.

Además, el generador eléctrico puede ser usado para el arranque de la central. El generador, mediante el consumo de energía eléctrica, puede mover el rotor. El rotor, a su vez, obliga a rotar a la turbina de manera paulatina hasta que alcance la velocidad requerida para el funcionamiento nominal del ciclo. A partir de este momento la turbina ya se encuentra en condiciones de producir energía eléctrica.

Una vez producida la energía eléctrica es necesario adaptarla a la red para su transporte. Para esto se utiliza la subestación eléctrica.

En la subestación eléctrica de la central de potencia se eleva la tensión que entrega el generador hasta la tensión de la red de distribución a la que esté conectado. Más adelante podría haber otras subestaciones para elevar aún más la tensión hasta la tensión de las líneas de distribución de media o larga distancia. También nos encontramos otras subestaciones encargadas de disminuir la tensión para hacerla apta para el consumo. De esta manera conseguimos transportar grandes cantidades de energía a baja intensidad, consiguiendo así reducir las pérdidas eléctricas por efecto joule y disminuir la sección de los conductores, ahorrando de esta manera dinero en material.

También forman parte del sistema las líneas de distribución, nos las encontramos de dos tipos: aéreas, que son las que se utilizan comúnmente en líneas de distribución de larga distancia y en zonas no habitadas y líneas enterradas, esta opción se toma para evitar riesgos y por cuestiones estéticas, pero conlleva más problemas a la hora de reparaciones y cambios.

Por último, nos encontramos el sistema de respaldo. Consiste en unos generadores, normalmente diésel, que se utilizan en caso de averías o accidentes que dejen a la central sin suministro

eléctrico. Su función es la de poder seguir operando la central hasta que se arregle el problema, aunque a un nivel mucho menor que el nominal. Típicamente se usan motores diésel por su rápida respuesta y porque en el mercado nos los encontramos con un amplio rango de potencias. Para respuestas inmediatas y consumos pequeños se utilizan baterías ya que estas no tienen el problema del tiempo de arranque.

2.2.10 Costes de la Central

Como ya se ha visto anteriormente, los costes de mayor envergadura de una central termosolar son los costes de instalación. Una vez en funcionamiento, los costes de operación y mantenimiento son relativamente bajos, al igual que la cantidad de operarios necesarios. La evaluación de los costes se va a realizar para dos centrales con diferente capacidad nominal para así tener una idea más global en la cabeza.

Los principales costes de inversión se pueden dividir de la siguiente forma:

- **Coste del Campo Solar:** los costes del campo solar incluyen todas las estructuras encargadas de concentrar la radiación solar y dirigirla a los receptores. Por lo tanto, se tienen en cuenta los costes de la estructura de soporte de los heliostatos, los heliostatos, el sistema de seguimiento, tuberías y torre receptora. El mayor coste de los mencionados corresponde con la torre, el resto de estructuras son más económicas. Al juntar los costes de todos los componentes nos queda esta tabla.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
COSTE CAMPO SOLAR [MUS\$] (MILES DE DÓLARES)	46.639	486.206

Tabla 15. Costes Campo Solar. Fuente: [17]88[12]

- **Coste del Fluido de Trabajo:** para la evaluación de costes se ha elegido la comúnmente denominada sal solar. Como podemos ver en la siguiente tabla, los costes no son particularmente altos ya que, como se vio anteriormente, este material se utiliza también en otros sectores de manera abundante. Esto facilita su adquisición a través de diferentes proveedores.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
COSTE FLUIDO TÉRMICO [MUS\$]	8.688	58.197

Tabla 16. Costes Fluido Térmico. Fuente: [17]

- **Coste del Bloque de Potencia:** en este bloque se incluye principalmente los costes de los intercambiadores de calor, generador de vapor, turbina de vapor, condensador, tuberías, generador eléctrico y transformadores.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
-------------------	------	--------

COSTE BLOQUE DE POTENCIA [MUS\$]	14.040	120.000
----------------------------------	--------	---------

Tabla 17. Costes Bloque de Potencia. Fuente: [17]

- **Coste de los Sistemas Auxiliares:** esta parte hace referencia a todos los sistemas auxiliares que son necesarios en la planta y que son esenciales para su funcionamiento. Se incluyen tratamientos de agua, sistema de refrigeración, estación de aire comprimido, equipos de muestreo, sistemas antiincendios, bombas etc.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
COSTE SISTEMAS AUXILIARES [MUS\$]	3.150	35.000

Tabla 18. Costes Sistemas Auxiliares. Fuente: [17]

- **Coste de Almacenamiento Térmico:** el estudio del coste del sistema de almacenamiento se ha realizado con un sistema de almacenamiento directo de dos tanques. Se incluyen costes de bombas, intercambiadores de calor y tanques de almacenamiento.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
COSTE ALMACENAMIENTO TÉRMICO [MUS\$]	7.200	75.840

Tabla 19. Costes de Almacenamiento Térmico. Fuente: [17]

- **Coste de la Línea de Interconexión al Sistema:** para el coste de la línea de interconexión se va a estimar una longitud de 2 Km por lo que el coste de la línea asciende a 400.000 dólares. Se considera 0 el coste de servidumbre, ya que el terreno por el que circula la línea se supone público y no se tiene en cuenta el coste de oportunidad.
- **Coste del Terreno:** este bloque de los costes está dividido en dos partes. Por una parte, el coste de terreno en sí mismo y por otra el coste de preparación del terreno. La preparación del terreno incluye limpieza y preparación del terreno para la colocación de cañerías, tuberías y otros dispositivos necesarios.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
COSTE TERRENO [MUS\$]	2.319	19.325
COSTE MEJORA TERRENO [MUS\$]	892	9.910

Tabla 20. Costes del Terreno. Fuente: [17]

- **Coste de Contingencia:** estos costes se refieren al porcentaje de sobrecoste que se aplica sobre la central con el fin de protegerla ante problemas inesperados. Para esto se usa de base otros proyectos ya completados y se determina que el coste de contingencia sea igual al 10% del coste de la instalación.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
COSTE DE CONTINGENCIA [MUS\$]	8.333	80.488

Tabla 20. Costes del Terreno. Fuente: [17]

Con estos datos nos hacemos una idea de cuánto es el coste total de instalación y de esta manera podemos calcular el coste por kW instalado.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
COSTE DE INSTALACIÓN [US\$/KW]	8.195	8.854

Tabla 21. Costes de Instalación. Fuente: [17]

Además de todos estos costes, se deben incluir los costes anuales que tiene la central ya en funcionamiento. En este bloque entrarían principalmente dos categorías, el gasto de agua que hay en la central y el coste de operación y mantenimiento, donde destaca el salario de los trabajadores y el coste de las herramientas necesarias para el desempeño del trabajo. Estos gastos se presentan en la siguiente tabla.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
COSTE AGUA [MUS\$]	21	231
COSTE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO [MUS\$]	259	2.875

Tabla 22. Costes Anuales. Fuente: [17]

Aparte de estos costes, hay que tener en cuenta los costes derivados del peaje por parte de las subestaciones generadoras. Para el estudio se estimaron los costes de peaje como un 8% del pago por energía.

Estos costes, aunque no sean específicamente los de nuestra central de potencia nos dan una idea del coste total que tiene la construcción y puesta en funcionamiento de una central de torre solar.

CAPACIDAD NOMINAL	9 MW	100 MW
COSTE TOTAL [MUS\$]	100.139	897.326

Tabla 23. Costes Totales. Fuente: [17]

2.3 Mejoras esperadas para los principales subsistemas

CAMPO DE HELIOSTATOS		RECEPTOR SOLAR		BLOQUE DE POTENCIA	
Mejoras	Beneficios (%)	Mejoras	Beneficios (%)	Mejoras	Beneficios (%)
Diseño de campo de heliostatos	Eficiencia: +3 Reducción de costes: 17-26 Reducción del nivel de coste de la energía: 9-17	Receptores centrales distribuidos	Eficiencia: +5 Reducción de costes: 25 Reducción del nivel de coste de la energía: 1-7	Receptor central: Ciclo Brayton (hasta 50 MW)	Reducción del nivel de coste de la energía: 3-9 Reducción de costes: 17-29
Sistema de seguimiento solar	Reducción de costes: 40	Temperaturas de operación más elevadas	Eficiencia: 40-60 Reducción del nivel de coste de la energía: 1-7	Receptor central: Ciclo Rankine (Eficiencia actual) Receptor central: Ciclo Combinado	Supercrítico: 22-26 Sobrecalentado: 16-17 Reducción de costes: 17-28 Reducción del nivel de coste de la energía: 3-14

Tabla 24. Mejoras esperadas para los 3 principales subsistemas de una central de torre solar. Fuente:[42]

3. Diseño del Sistema de Captación del Bloque de Potencia y Optimización del Sistema de Almacenamiento Térmico

3.1 Diseño del Sistema de Captación

El diseño del sistema de captación se ha realizado mediante el programa *System Advisor Model* (SAM). La elección de este programa para la realización del diseño del campo de heliostatos y de la torre es debido a que se trata de un programa de uso gratuito y aunque pueda no ser tan bueno como otros profesionales, a nivel educativo es suficiente. En el programa se han introducido los datos pertinentes para su inicialización. Es decir, se ha elegido la localización, en este caso Sevilla. Con la localización obtenemos la longitud y la latitud, parámetros indispensables para las ecuaciones. Además, se ha obtenido la temperatura media, la velocidad media del viento, la radiación normal diaria y la radiación difusa diaria de años anteriores para que estos sirvan como predicción de un modelo futuro.

Una vez localizada la central, se elige el punto de diseño de esta al igual que el ciclo de potencia que va a seguir.

Con estos datos SAM ya es capaz de ofrecernos un diseño del campo de heliostatos que incluye: la altura del heliostato, anchura, posición de cada heliostato, sistema de seguimiento, la atenuación atmosférica, la cantidad de terreno necesaria, altura de la torre necesaria y el gasto de agua requerido para mantener los heliostatos limpios y con un funcionamiento óptimo.

De otro apartado del programa SAM, también se ha tomado los datos del receptor, altura, diámetro, grosor y máximo flujo al receptor.

3.2 Diseño del Bloque de Potencia

El programa SAM resuelve todo el problema creándose también el bloque de potencia y dándose como resultado gran cantidad de gráficas y tablas. Por esto, en principio, no sería necesario el diseño del bloque de potencia. Aun así, se ha realizado de manera manual utilizando entre otros el programa *Thermoflow*. La razón ha sido porque al haber utilizado mi propio código para el almacenamiento y liberación de la energía, en vez del utilizado por el programa SAM, algunos aparatos no cumplían las condiciones requeridas y se han tenido que modificar.

Para empezar, se ha dibujado el ciclo Rankine. Siguiendo la literatura se ha diseñado para que las temperaturas alcanzadas sean lo más óptimas posibles en la central, intentando generalmente conseguir las temperaturas más altas que nos permitan los materiales. A continuación, se mostrará el ciclo. Se trata de un ciclo Rankine con sobrecalentamiento, recalentamiento, con un *feed water heater* abierto y con cinco *feed water heater* cerrados con drenaje hacia atrás. La numeración está colocada de manera que se pueda seguir el ciclo en el diagrama de proceso.

El diagrama de proceso se ha dibujado a plena carga y estacionario incluyendo el valor de la línea de Wilson, así como la penalización por humedad en la turbina.

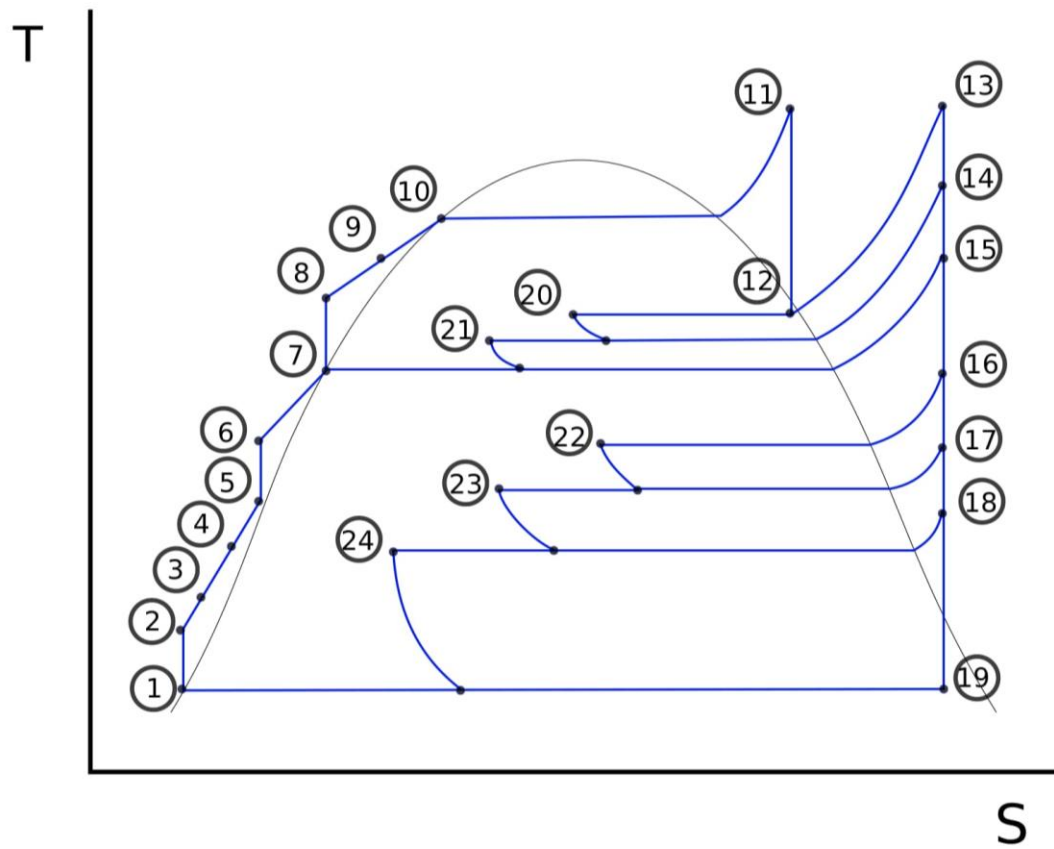
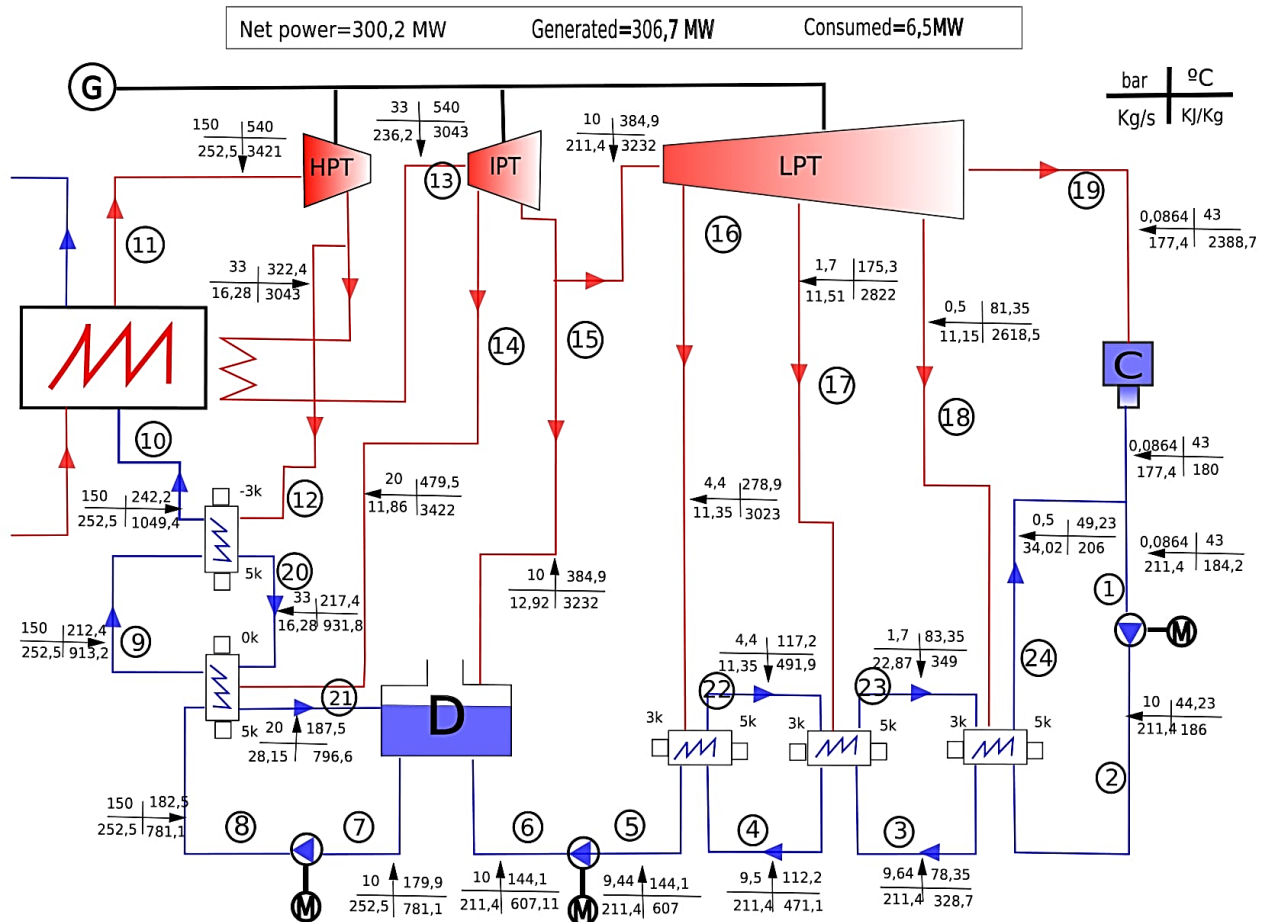


Figura 46. Diagrama T-S del Ciclo. Fuente: Elaboración propia

Diagrama de proceso



Design for : stationary cycle and full load ; Wilson line value =0,97 ; Moisture efficiency penalty =0,72

Name/symbol	Isoentropic Efficiency	Mechanical Efficiency	Auxiliary Loads
HPT High pressure turbine	85%	98.8%	None
IPT Intermediate pressure turbine	86%	98.8%	None
LPT Low pressure turbine	93%	98.8%	None
Pump	85%	81%	None
G Generator	100%	98.5%	None

Name/symbol	
Heat Exchanger	
Feed Water Heater	
Motor	
Condensator	
Deaerator	

Figura 47. Diagrama de Proceso. Fuente: Elaboración propia

Como punto de partida para la explicación del ciclo se toma la salida del condensador. Nada más salir del condensador, lo que se hace es elevar la presión del fluido hasta la presión a la que se va a encontrar el *feed water heater* abierto o desaireador. Una vez a esta presión, pasa por 3 intercambiadores que son los *feed water heater* cerrados de baja presión, en los cuales va absorbiendo energía elevando su temperatura. Una vez pasados los *feed water heater* cerrados de

baja presión se vuelve a bombear el fluido de nuevo hasta la presión de trabajo del desaireador, 10 bares. Esto se hace ya que al pasar por los intercambiadores se produce una pérdida de carga en las tuberías y no se pueden mezclar líquidos a diferentes presiones en el desaireador.

Estando ya en el desaireador, el fluido sigue absorbiendo energía al mismo tiempo que se liberan los gases que se habían introducido en el agua en el condensador. A la salida del desaireador se eleva la presión mediante una bomba hasta la presión a la que va a trabajar la turbina de alta presión, 150 bares.

Nuevamente se calienta un poco más el fluido de trabajo con los *feed heater* cerrados de alta presión con el objetivo de acercar lo máximo posible el agua a su punto de cambio de fase. Con esto, lo que conseguimos es un ciclo más eficiente. A modo teórico e ideal el punto 10, que es el punto de entrada al intercambiador de calor (este intercambiador es el que conecta el bloque de potencia con el sistema de captación) se encuentra justo en la campana, es decir al inicio del cambio de fase.

Una vez en el intercambiador se consigue el cambio de fase y se sigue calentando hasta obtener vapor sobrecalentado, a una temperatura de 540 °C. Esto se hace para extraer una mayor cantidad de energía en las turbinas (para que estas centrales sean interesantes económicamente se necesita alcanzar altas temperaturas).

El vapor sobresaturado se turbiniza en la turbina de alta presión, extrayendo energía y a la salida, una pequeña parte del vapor que queda se manda a los *feed heaters* de alta presión y la otra se manda a la turbina de media presión.

En la turbina de media presión se hacen dos extracciones de vapor para los *feed heater* en distintos puntos de la turbina a distintas presiones. La parte restante se manda a la turbina de baja presión. En la turbina de baja presión se realizan tres extracciones de vapor, al igual que en la turbina de media presión, a diferentes presiones. La parte sobrante se envía al condensador.

En el condensador, el agua se condensa intercambiando calor con el circuito de la torre de refrigeración. Una vez condensada, el agua sale del condensador y se inicia de nuevo el ciclo.

A continuación, se presentan imágenes tomadas del programa *Thermoflow* con las especificaciones de cada componente.

Como se está usando la versión gratuita del programa *Thermoflow*, se ha tenido que montar el ciclo en dos partes ya que constaba con más de 20 componentes que es el máximo.

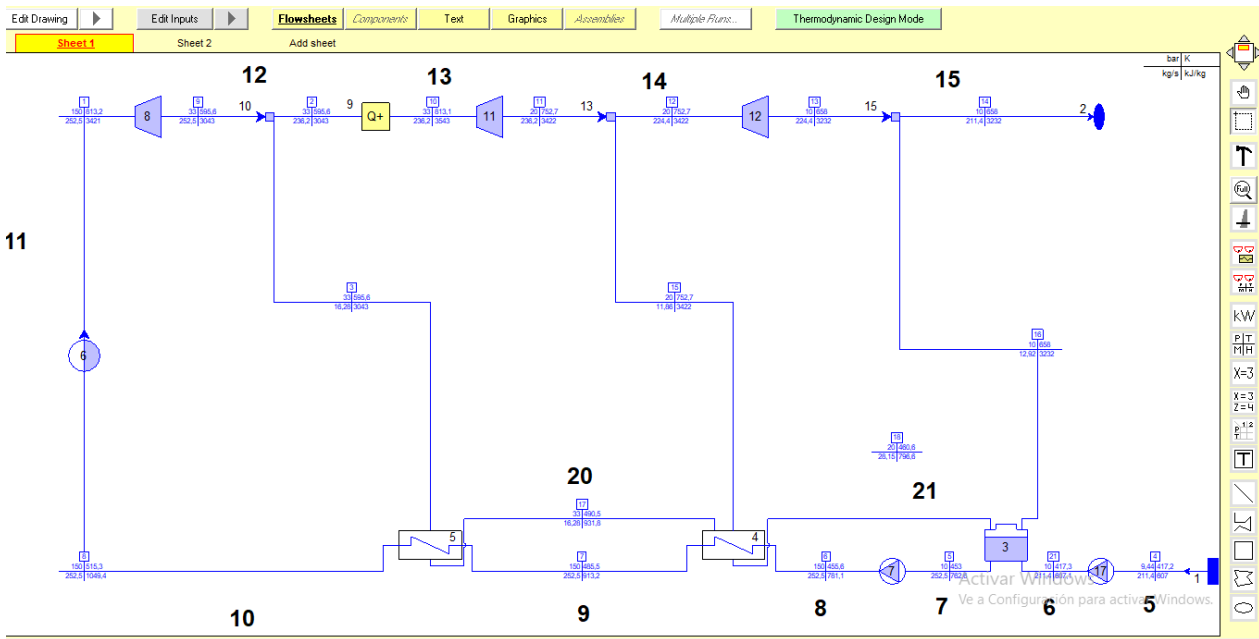


Figura 48. Parte de alta y media temperatura del ciclo en Thermoflow. Fuente: Elaboración propia

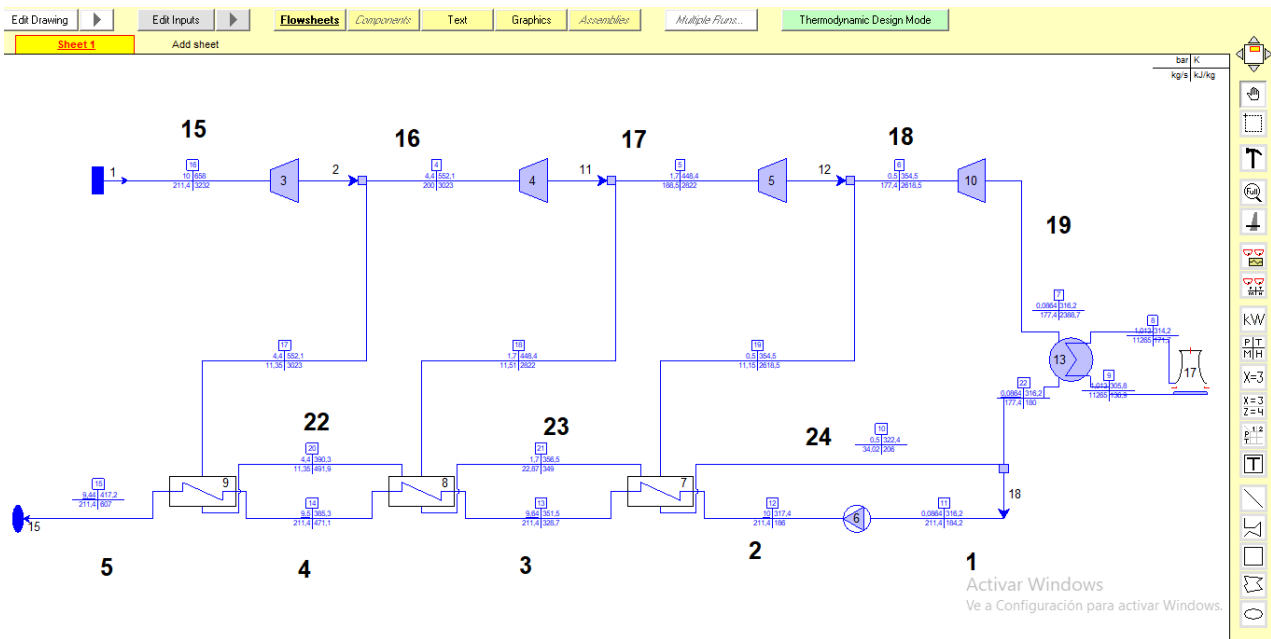


Figura 49. Parte de baja temperatura del ciclo en Thermoflow. Fuente: Elaboración propia

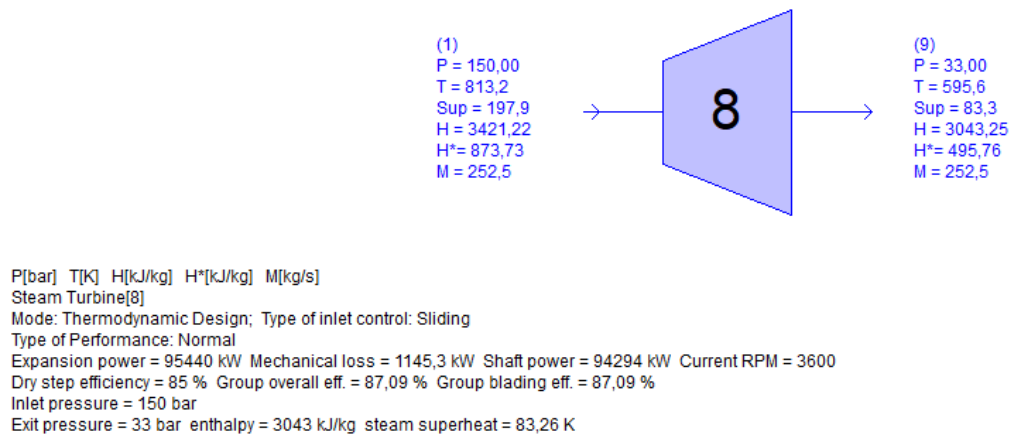


Figura 50. Especificaciones de la turbina de alta presión. Fuente: Elaboración propia.

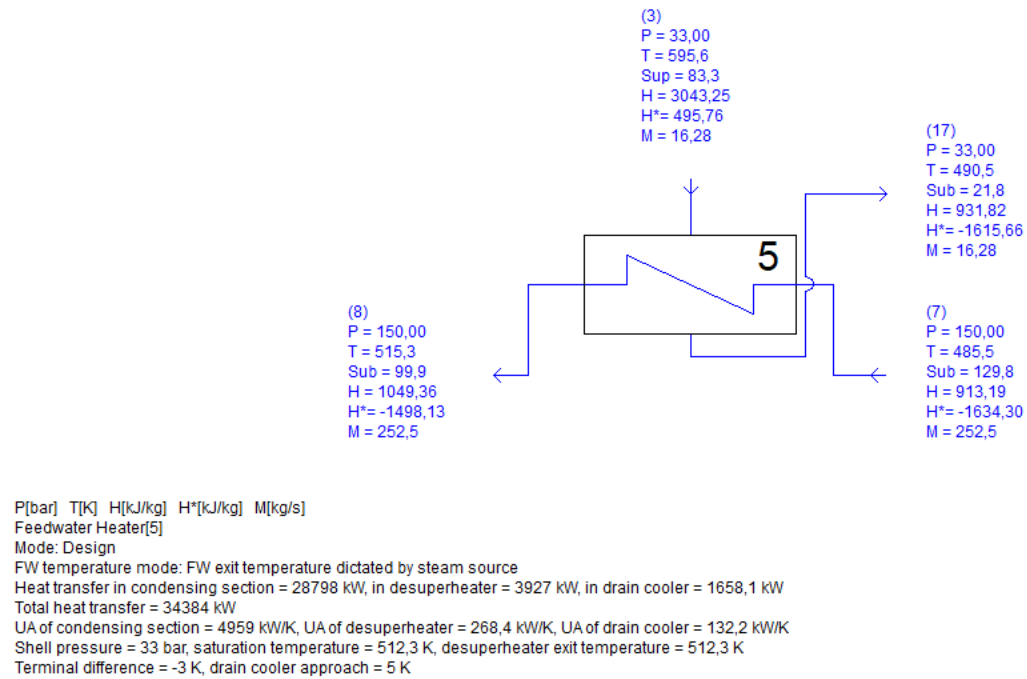
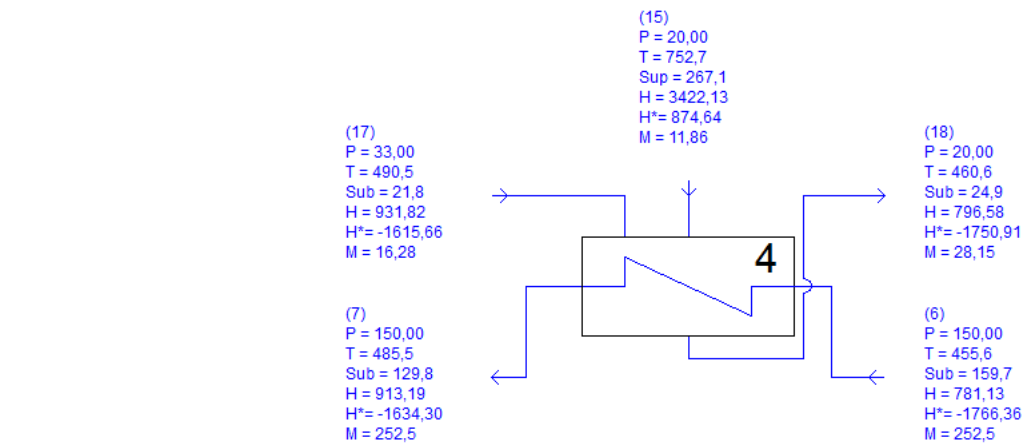


Figura 51. Especificaciones del Feed Water Heater de alta presión. Fuente: Elaboración propia



P[bar] T[K] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]

Feedwater Heater[4]

Mode: Design

FW temperature mode: FW exit temperature dictated by steam source

Heat transfer in condensing section = 22780 kW, in desuperheater = 7414 kW, in drain cooler = 3151 kW

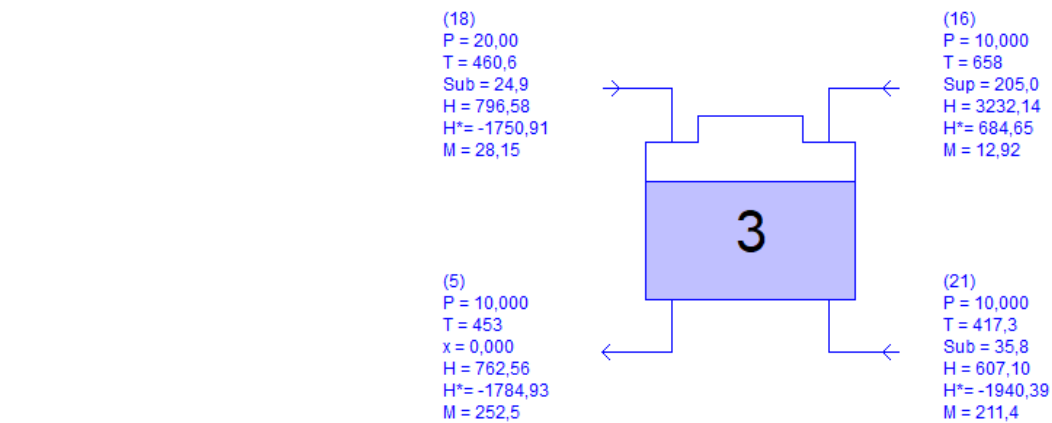
Total heat transfer = 33345 kW

UA of condensing section = 1572,7 kW/K, UA of desuperheater = 105,4 kW/K, UA of drain cooler = 241,1 kW/K

Shell pressure = 20 bar, saturation temperature = 485,5 K, desuperheater exit temperature = 485,5 K

Terminal difference = 0 K, drain cooler approach = 5 K

Figura 52. Especificaciones del segundo Feed Water Heater de alta presión. Fuente: Elaboración propia



P[bar] T[K] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]

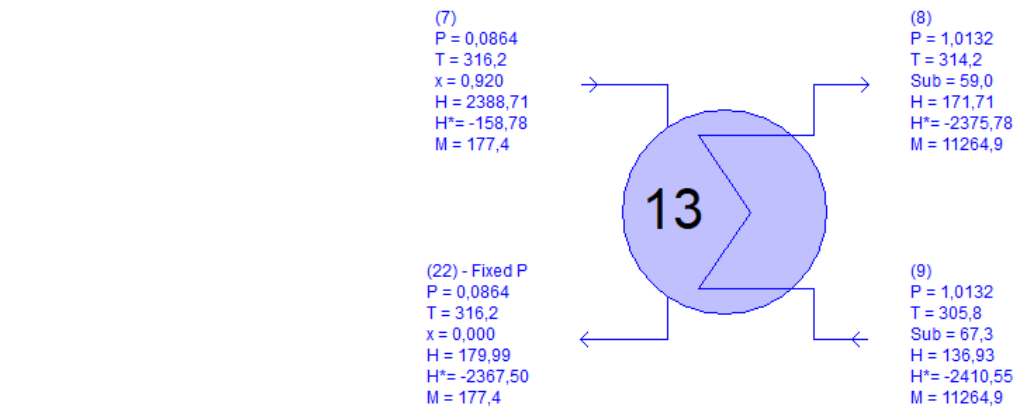
Deaerator[3]

Mode: Thermodynamic Design

Deaerator type: Horizontal Heater (HH)

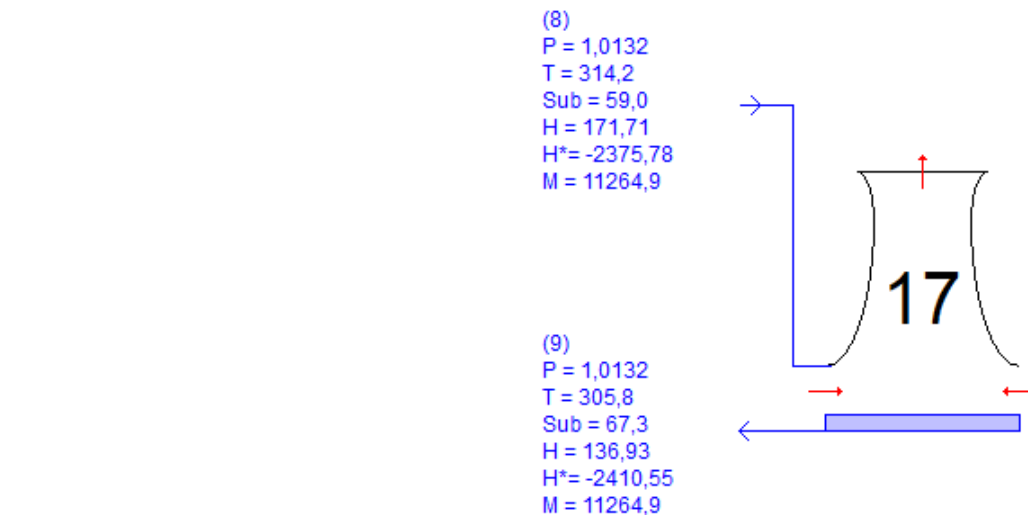
Operating pressure = 10 bar, saturation temperature = 453 K

Figura 53. Especificaciones del Desaireador. Fuente: Elaboración propia



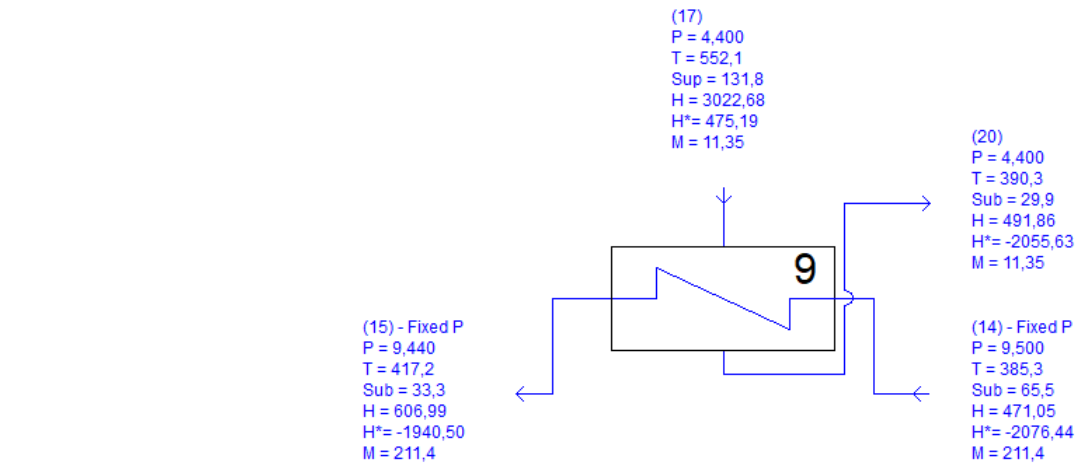
P[bar] T[K] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]
 Water-cooled Condenser[13]
 Defined operating mode = Design, actual mode = Design
 Condensing pressure = 0,0864 bar, saturation temperature = 316,2 K
 Heat rejection = 391792 kW, UA = 77253 kW/K
 Cooling water pressure drop = 0 bar

Figura 54. Especificaciones del Condensador. Fuente: Elaboración propia



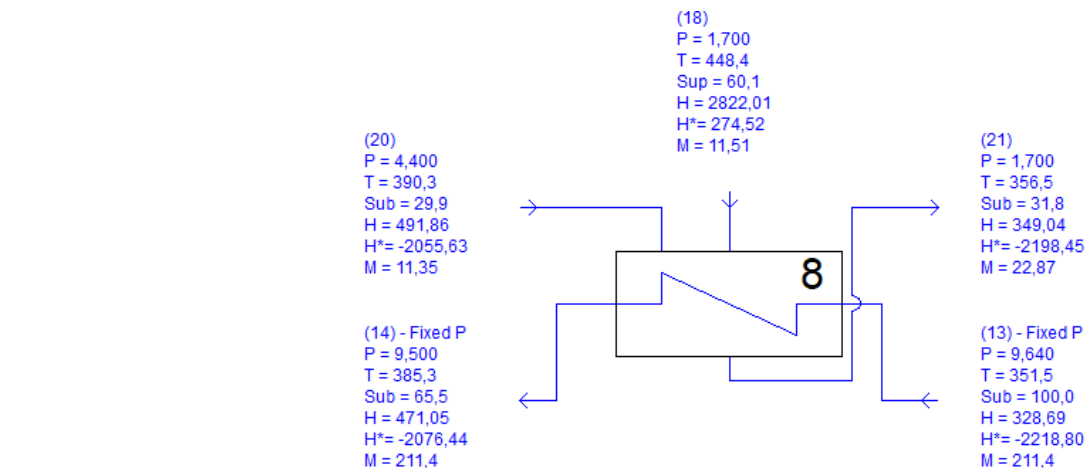
P[bar] T[K] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]
 Cooling Towers(various)[17]
 Defined operating mode = Design, actual mode = Design
 Cooling tower type: Wet natural draft tower
 Number of existing cells = 1, number of operating cells = 1
 Total heat rejection = 391789 kW, heat rejection per cell = 391789 kW
 Total water evaporated = 166 kg/s, blowdown = 39,25 kg/s, makeup = 207,5 kg/s, drift = 2,253 kg/s
 Air inlet temperature = 304,2 K, wet bulb temperature = 293,2 K
 Air inlet massflow per cell = 9809 kg/s, volume flow = 8503 m³/s
 Air outlet temperature = 303,2 K, wet bulb temperature = 303,2 K
 Air outlet massflow per cell = 9975 kg/s, volume flow = 8705 m³/s
 Current UA per cell = 33149 kW/K
 Cooling water pressure drop = 0 bar

Figura 55. Especificaciones de la Torre. Fuente: Elaboración propia



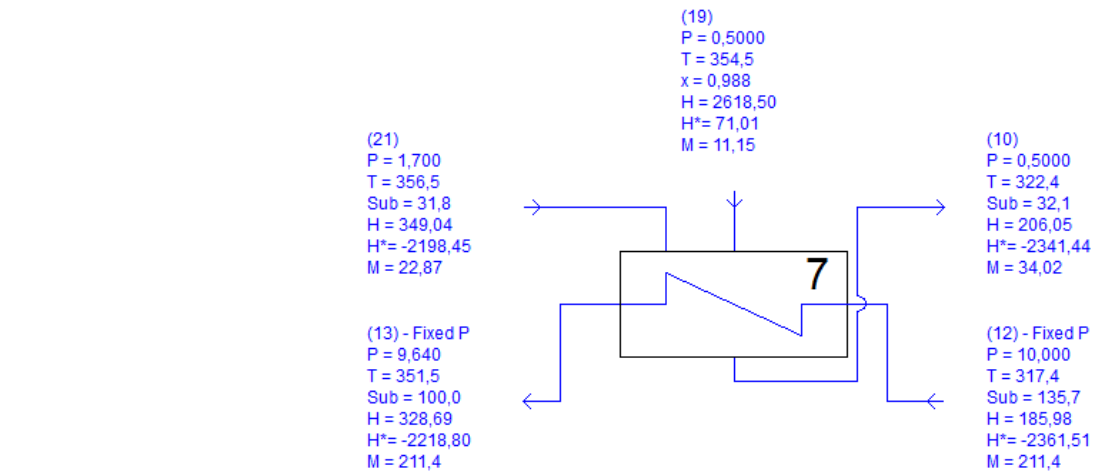
P[bar] T[K] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]
Feedwater Heater[9]
Mode: Design
FW temperature mode: FW exit temperature dictated by steam source
Heat transfer in condensing section = 27287 kW, in drain cooler = 1450,1 kW
Total heat transfer = 28737 kW
UA of condensing section = 2167,2 kW/K, UA of drain cooler = 97,14 kW/K
Shell pressure = 4,4 bar, saturation temperature = 420,2 K
Terminal difference = 3 K, drain cooler approach = 5 K

Figura 56. Especificaciones de Feed Water Heater de baja. Fuente: Elaboración propia



P[bar] T[K] H[kJ/kg] H*[kJ/kg] M[kg/s]
Feedwater Heater[8]
Mode: Design
FW temperature mode: FW exit temperature dictated by steam source
Heat transfer in condensing section = 27029 kW, in drain cooler = 3068 kW
Total heat transfer = 30097 kW
UA of condensing section = 2143,7 kW/K, UA of drain cooler = 205,3 kW/K
Shell pressure = 1,7 bar, saturation temperature = 388,3 K
Terminal difference = 3 K, drain cooler approach = 5 K

Figura 57. Especificaciones del segundo Feed Water Heater de baja. Fuente: Elaboración propia



P[bar] T[K] H[kJ/kg] H^* [kJ/kg] M[kg/s]
Feedwater Heater[7]

Mode: Design

FW temperature mode: FW exit temperature dictated by steam source

Heat transfer in condensing section = 25593 kW, in drain cooler = 4575 kW

Total heat transfer = 30169 kW

UA of condensing section = 2091,6 kW/K, UA of drain cooler = 314,9 kW/K

Shell pressure = 0,5 bar, saturation temperature = 354,5 K

Terminal difference = 3 K, drain cooler approach = 5 K

Figura 58. Especificaciones del tercer Feed Water Heater de baja. Fuente: Elaboración propia

En cuanto a las turbinas y las bombas se han elegido estas que podemos encontrar en el mercado y cumplen con las condiciones del ciclo.

Siemens SST-600: Technical overview

Power output: up to 150 MW

Speed: 3,000 to 18,000 rpm

Live steam inlet pressure:
 $\leq 165 \text{ bar} / \leq 2,393 \text{ psi}$

Live steam inlet temperature :
 $\leq 565^\circ\text{C} / \leq 1,050^\circ\text{F}$

Controlled extractions (up to 2):

- Pressure, ext. valve $\leq 72 \text{ bar} / 1,044 \text{ psi}$
- Pressure, int. valve $\leq 55 \text{ bar} / 798 \text{ psi}$
- Temperature $\leq 480^\circ\text{C} / 895^\circ\text{F}$

Uncontrolled extractions (up to 6):

- Pressure $\leq 85 \text{ bar} / 1,233 \text{ psi}$

Exhaust conditions:

- Back pressure $\leq 80 \text{ bar} / 1,160 \text{ psi}$
- Condensing $\leq 1.0 \text{ bar} / 15 \text{ psi}$
- District heating $\leq 3.0 \text{ bar} / 43 \text{ psi}$

[6] Blades

[7] Sealing

[8] Casing and bearings

Power plants

Typical applications for the SST-600

- Chemical and petrochemical industry
- Pulp and paper mills
- Steel works
- Mines
- Power plants
- Seawater desalination plants
- Energy-from-waste plants (waste incinerators)

Activar Windows
Ver configuración

Figura 59. Datos técnicos de la turbina de media presión. Fuente:[55]

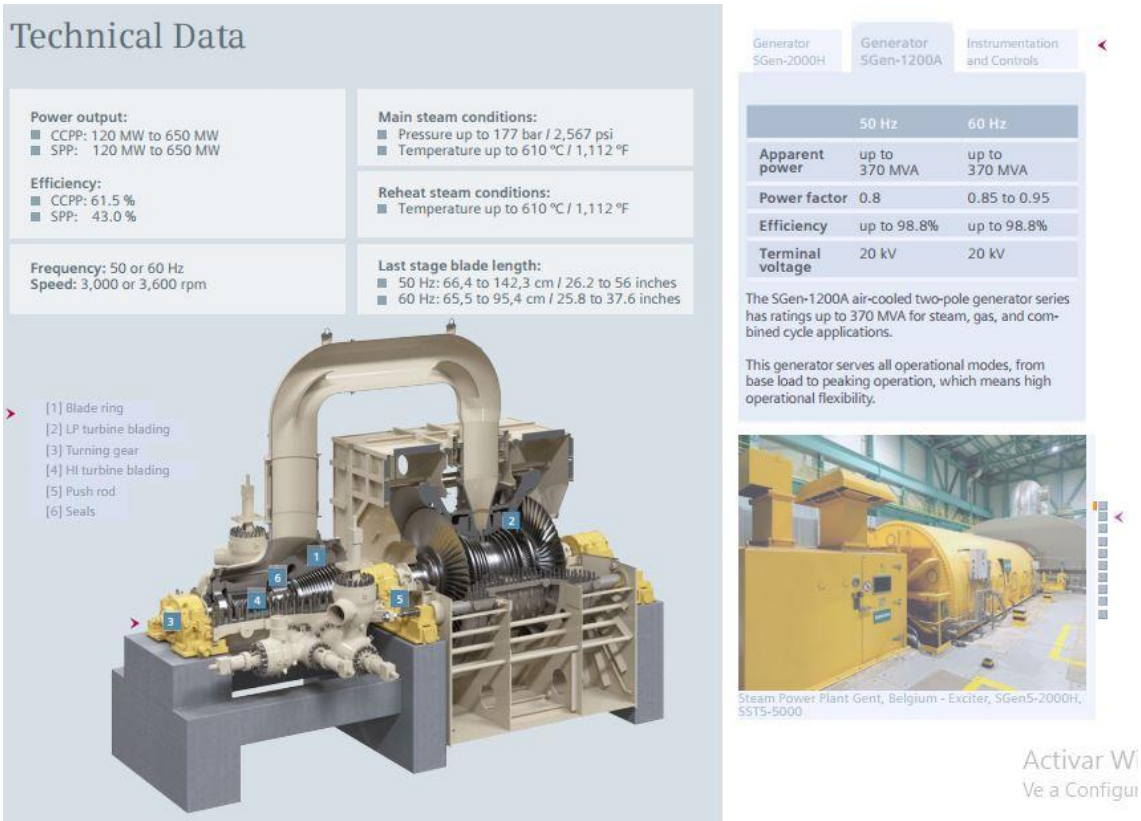


Figura 53. Datos técnicos de la turbina de alta presión. Fuente:[54]

Technical data



Technical data

- Power output up to 20 MW
- Speed up to 13,300 rpm
- Live steam conditions
 - Pressure up to 103 bar / 1,495 psi
 - Temperature up to 505° C / 940° F
- Bleed: Pressure up to 25 bar / 365 psi
- Controlled extraction
 - Pressure up to 16 bar / 230 psi
 - Temperature up to 350° C / 560° F
- Exhaust steam pressure
 - Back pressure up to 10 bar / 145 psi
 - Condensing up to 0.25 bar / 3.6 psi

(All data are approximate and project-related.)

Design features

- Back pressure / condensing type
- Customized steam path
- Single controlled extraction
- Highly predefined design
- Pre-engineered turbine
 - modules, modular peripherals
- Workshop assembly
- Proven, thermo-flexible design

Figura 60. Datos técnicos de la turbina de baja presión. Fuente:[56]

Datos técnicos

NB, NK 100-200
2 polos

Tipo de bomba		100-200/170	100-200/181	100-200/192	100-200/203	100-200/219	
Tipo de motor	Motor de gama alta	Siemens 200L	Siemens 200L	Siemens 225M	Siemens 250M	Siemens 280S	
	Motor eléctrico	-	-	-	-	-	
Datos generales NB/NK	P ₂	[kW]	30	37	45	55	75
	PN	[bar]	16	16	16	16	16
	DNs	[mm]	125	125	125	125	125
	DNd	[mm]	100	100	100	100	100
	a	[mm]	125	125	125	125	125
	h2	[mm]	280	280	280	280	280
	Ss		8x19	8x19	8x19	8x19	8x19
	Sd		8x19	8x19	8x19	8x19	
Datos generales NK estándar/ espaciador	L NK	[mm]	1368/1504	1368/1504	1418/1554	1486/1622	1559/1695
	L NKE	[mm]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	Peso NK	[kg]	463/458	463/458	585/580	716/711	973/972
	Peso NKE	[kg]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	Peso NK SS	[kg]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
	Peso NKE SS	[kg]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Datos NK	I1	[mm]	1600	1600	1600	1800	2000
	I2	[mm]	270	270	270	300	330
	I3	[mm]	1060	1060	1060	1200	1340
	b1	[mm]	530	530	530	600	750
	b2	[mm]	660	660	660	730	890
	b3	[mm]	600	600	600	670	830
	d	[mm]	28	28	28	28	28
	a2	[mm]	90	90	90	90	90
	h	[mm]	100	100	100	100	130
	h3	[mm]	305	305	330	360	415
	h4 ¹⁾	[mm]	610/-	610/-	655/-	752/-	847/-
	Número de bancada		8	8	8	9	10

Figura 61. Datos técnicos de la bomba elegida. Fuente: [57]

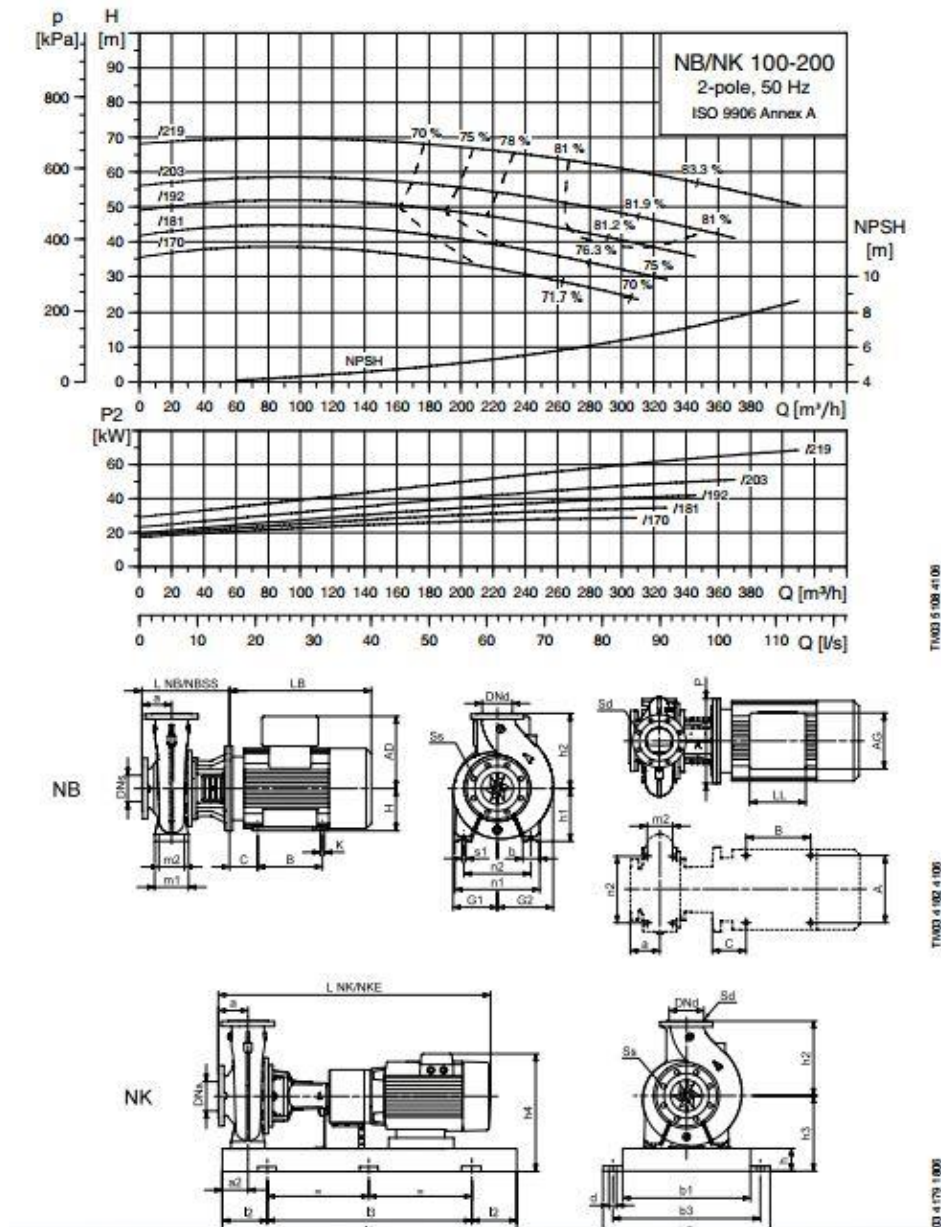


Figura 62. Datos técnicos de la bomba elegida. Fuente:[57]

3.3 Optimización de la Operación del Sistema de Almacenamiento Térmico

Una vez con el diseño del sistema de captación y del bloque de potencia, se procede a la creación del código para el óptimo almacenamiento térmico usando el programa *Matlab*. El código en su totalidad se incluirá en anexos.

Este código se usa para optimizar los procesos de carga y descarga del sistema de almacenamiento térmico maximizando de esta manera la generación de electricidad.

El sistema que se ha elegido para el almacenamiento energético se trata de un tanque dual. Se considera que la sal fundida en ambos tanques está bien mezclada y que por lo tanto la temperatura es uniforme.

La temperatura del tanque frío se elige a una temperatura de seguridad, con unos grados por encima de la temperatura de fusión. La temperatura del tanque de sal caliente está limitada por el calor que puede recibir del campo de concentración.

Se considera que los tanques están bien aislados, aun así, se ha decidido tener en cuenta las pérdidas de calor a través de la pared. Debido a esto, se implementa un sistema auxiliar para proteger el sistema de almacenamiento de la congelación de la sal en todo momento.

El código en sí mismo consiste en el estudio del proceso de carga y descarga optimizada del tanque en un día de trabajo normal en la central. Se ha elegido un día de verano con poca nubosidad para que visualmente las gráficas sean más sencillas y las conclusiones se entiendan mejor.

El código comienza con una simple inicialización, en la que se eliminan todas las variables que pudiese haber anteriormente en el código y se inicializan los contadores que se van a utilizar para los bucles.

En el siguiente apartado lo que se ha hecho ha sido digitalizar una gráfica que contenía la radiación solar directa que incidía en el día fijado en la localidad fijada. De esta manera obtenemos los datos de la radiación solar directa cada media hora en un *Excel* y desde el programa *Matlab*, con la función *xlsread*, leemos los datos de este *Excel*.

A continuación, lo que se hace es tomar todos los valores obtenidos en el programa SAM y dar valor a las variables.

Los datos del tanque han sido unos parámetros que inicialmente se cogieron aleatoriamente, dentro de los parámetros medios típicos de los tanques duales y más adelante, se fueron modificando con la intención de llegar a tener un sistema de almacenamiento que nos permitiese operar la central a pleno rendimiento durante todo el día.

En cuanto a los valores de densidad y entalpía de la sal solar, necesarios para los cálculos, se han obtenido de la librería virtual *Coolprop*, más específicamente *Coolprop* para materiales incompresibles. De la misma forma se ha hecho con el aire, aunque esta vez de la lista de materiales compresibles.

En el siguiente apartado se toman todos los valores obtenidos del ciclo Rankine que se ha diseñado. Los datos se han tomado de la simulación del ciclo hecha con el programa *Thermoflow*, podemos ver estos valores en el diagrama de proceso.

Se inicia un bucle *While* para observar las variaciones a lo largo del día entero.

Con los datos de incidencia solar obtenidos con la función *xlsread*, el número de espejos, el área de los espejos y el porcentaje de aprovechamiento (datos del SAM), vamos guardando el valor del calor absorbido por el campo.

Después, se dimensiona las cantidades mínimas y máximas de sal solar que puede haber en el tanque, de nuevo la cantidad mínima se elige por ensayo y error hasta dar con la cantidad adecuada.

Para los caudales mínimos y máximos que salían y entraban de los tanques, primero se cogieron datos aleatorios y después se fueron ajustando hasta dar con los valores que cumplían las necesidades estipuladas de un día entero de funcionamiento.

Se establecen los límites de carga y descarga de los tanques en función a los caudales máximos y mínimos, al igual que las pérdidas a través de la pared.

Seguidamente, se establecen unas variables que se irán guardando con los datos cada media hora. Esto es para ver el desarrollo que tiene la carga en el tanque a lo largo del tiempo, estas variables son “Capacidad” y “Porcentaje_carga”.

En el siguiente apartado se realiza un bucle *if* que básicamente limita la entrega de energía al bloque de potencia. Su objetivo es que nunca se envíe más energía de la que el bloque de potencia puede aceptar.

El siguiente apartado corresponde a la carga del tanque, se realiza mediante otro bucle *if* y está dividida en cuatro partes, consiste en lo siguiente:

- Que no se cargue el tanque si implica un desbordamiento de energía.
- Si la carga restante de la enviada al bloque de potencia no llega a la mínima carga que se puede hacer al sistema de almacenamiento, que no se cargue.
- Si la carga restante de la enviada al bloque de potencia si llega a la mínima carga que se puede hacer al sistema de almacenamiento y la carga no supone un desbordamiento, que se cargue todo lo sobrante.
- Si la carga restante de la enviada al bloque de potencia SI llega a la mínima carga que se puede hacer al sistema de almacenamiento, pero la carga supondría un desbordamiento, que se cargue solamente hasta el máximo del sistema.

Después tenemos la protección anticongelamiento, un problema que hay que evitar a toda costa. Se ha realizado mediante un bucle *if* y básicamente consiste en lo siguiente:

- Mientras no haya peligro de bajar por debajo de la temperatura de solidificación no se enviará calor de las calderas auxiliares a los tanques.
- Cuando la carga esté por debajo de los límites del tanque, entonces entra en funcionamiento el sistema auxiliar enviando energía al sistema de almacenamiento.
- En el caso de que se exceda la máxima carga del tanque no se enviará más energía de la caldera auxiliar al tanque.

Más adelante tenemos el modo de almacenamiento. Mientras tengamos el modo almacenamiento activado, el programa intentará llenar el tanque de carga siempre que pueda. Funciona de manera similar a la protección anticongelamiento. En el código está desactivado mediante “Modo_almacenamiento=0”, ya que no era lo que se buscaba para la ocasión, que era rendir al máximo, pero puede ser de gran utilidad a posteriori. Para activarlo simplemente será suficiente con poner “Modo_almacenamiento=1” y consiste en lo siguiente:

- Cuando la carga esté por debajo del máximo del tanque, entonces entra en funcionamiento el sistema auxiliar enviando energía al sistema de almacenamiento.

Siguiendo el código, tenemos la descarga del tanque. Se tiene como consideración para la descarga si es de noche o de día. Es de día de 6 am hasta las 8:30 pm de manera aproximada (es cuando vemos radiación en la curva de radiación solar incidente). Esto se puede poner de manera mucho más exacta con un simple sensor lumínico que envíe la señal para que la lea el programa. El programa funciona de la siguiente forma en cuanto a la descarga del tanque:

- Si la descarga del tanque implica que este se quede por debajo de su carga mínima, o si el tanque está siendo cargado, ya sea recibiendo energía del campo o de la caldera auxiliar, no se producirá descarga.
- La siguiente opción es que sea de día y la descarga del tanque no implique ningún riesgo de llevar la carga del tanque por debajo del mínimo. En este caso lo que se busca es siempre mandar la máxima energía que pueda recibir el bloque de potencia. Por lo tanto, si la cantidad enviada por el bloque de captación no llega al máximo que se puede enviar al bloque de potencia, se manda la cantidad restante. Si ya se está mandando suficiente energía desde el campo de captación el tanque no descarga.
- La última opción es que sea de noche y la descarga del tanque no implique ningún riesgo de llevar la carga del tanque por debajo de la carga mínima. Aquí lo que se hace es enviar una parte de la energía total que se puede enviar al bloque de potencia para que la central funcione las 24 horas y de esta manera extender el tiempo de operación.

El siguiente apartado tiene el objetivo de ir guardando el nivel tanque en cada incremento de tiempo para más adelante poder ver la capacidad de cada tanque y el porcentaje de carga del sistema de almacenamiento.

Después, se compara el calor enviado al intercambiador de calor que va al bloque de potencia. También se calcula el flujo másico de vapor producido ya que será de gran utilidad más adelante. Aumentamos el contador del bucle *While*.

Se guardan datos que puedan ser de interés y para que se puedan ver más adelante como han ido variando a lo largo del tiempo.

Para ver la energía producida hacemos uso del valor flujo másico de vapor calculado anteriormente. Este flujo másico de vapor es el que habíamos generado en el intercambiador de calor que conecta el bloque de captación con el de potencia. Para calcular la electricidad extraída metemos los datos de flujo másico generado en el ciclo que habíamos montado en *Thermoflow* y el programa nos da el resultado. Introduciendo los diferentes flujos másicos generados a las diferentes horas, obtenemos la electricidad generada por hora. Estos datos los ponemos en un *Excel* y desde *Matlab* hacemos una llamada a esa tabla *Excel* para leerla y así poder mostrarla en una gráfica al ejecutar el programa.

Por último, tenemos la muestra de resultados. Esta parte final del código está destinada a la creación de gráficas para que se vean los resultados obtenidos con mayor claridad que mirando simplemente los valores de los parámetros. Más específicamente se muestran las gráficas de la electricidad generada, la altura de la sal en los dos tanques, el porcentaje de carga del sistema y la radiación solar incidente.

Los resultados mostrados por pantalla al ejecutar el código se mostrarán y explicarán en las conclusiones.

4. Conclusiones

La perspectiva mundial aboga por una energía sostenible y limpia. Para ello, se ha firmado el acuerdo alcanzado en la 21ª Conferencia de las Partes (COP21), París. En él se sostiene que esto podría ser posible siempre y cuando nuestras ambiciones por un mundo mejor estén firmemente seguidas por unas acciones políticas rápidas, radicales y eficaces.

Para conseguir esto las energías renovables jugarán un importante papel siendo decisivas a la hora de conseguirlo o no. Dentro de las energías renovables, la energía solar es realmente interesante ya que se trata de una fuente predecible y que no precisa desviar ríos o construir grandes embalses que puedan provocar problemas en cultivos o desbordamientos en épocas de crecida.

La tecnología de concentración solar ha atraído mucha atención en los últimos años. Esto se debe a sus grandes ventajas y a su nivel competitivo. Se trata de una tecnología que tiene fácil hibridación y es estable para la red al contar con el sistema de almacenamiento. Además, como hemos visto, aunque haya alcanzado ya su madurez comercial, todavía hay múltiples mejoras que se esperan en los tres principales subsistemas. Estas mejoras no solo aumentarían la eficiencia del conjunto, sino que además abaratarían notablemente los costes de la central.

El diseño que se ha realizado, dado que el campo de heliostatos es el componente más caro de la central, es para que la planta trabaje a pleno rendimiento en los meses de verano. Así que, al estudiar un día de verano, vemos la energía de la central en condiciones nominales y en su punto de diseño. Estos resultados serían peores en meses de invierno o con menor radiación solar ya que tenemos un sobredimensionamiento en la planta.

La figura 60 nos muestra la radiación normal directa del día elegido. La curva no tiene picos lo que indica que se trata de un día con el cielo despejado, por lo que se esperan cargas y descargas constantes y suaves de los tanques de almacenamiento. De haber nubes, habría muchos picos de

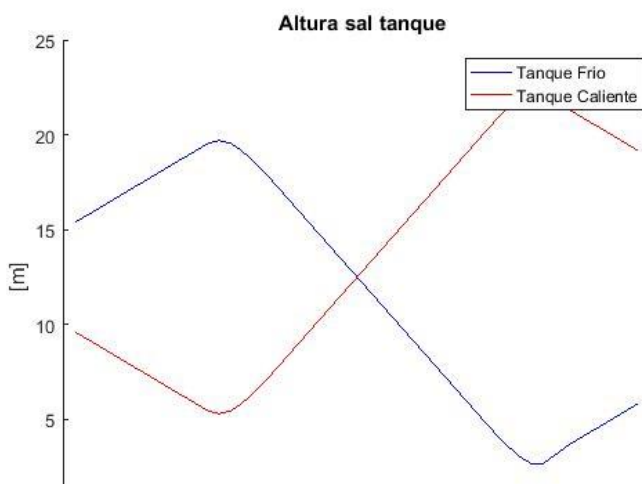


Figura 63. Altura de la sal en los distintos tanques. Fuente: Elaboración propia

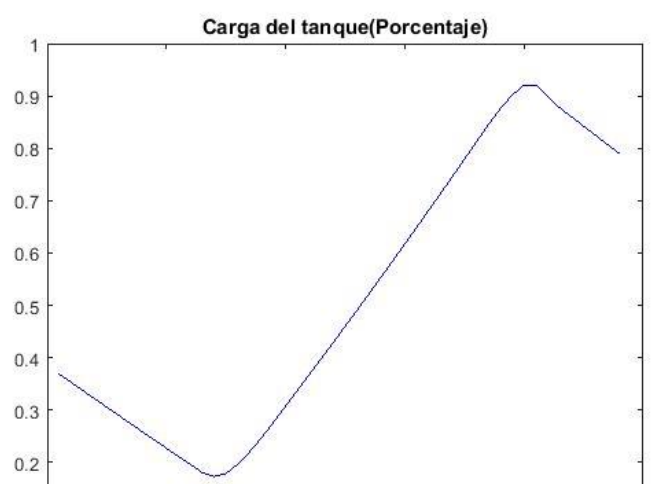


Figura 64. Carga del sistema de almacenamiento. Fuente: Elaboración propia

cargas y descargas en vez de unas curvas suaves como vemos en la figura 64. El motivo de haber elegido un día despejado es este, la simplicidad para ver las gráficas y entenderlas rápidamente.

Primero se va a comentar cómo afecta el código de optimización de la operación al sistema de almacenamiento y a la electricidad generada y después unas mejoras que se le hace al código para así ampliar la producción de electricidad.

En la figura 63 podemos ver cómo a primeras horas de la mañana, la mayor parte de la sal se encuentra en el tanque frío, pero a medida que transcurre el día y llegamos a las 5-6 de la mañana ya empezamos a tener radiación y el sistema se empieza a calentar. Vemos cómo la altura del tanque caliente empieza a aumentar y simultáneamente va aumentando el porcentaje de carga. Hacia las 8 de la tarde, que es, si nos fijamos en la figura 66, cuando deja de haber radiación solar, vemos que la altura del tanque caliente empieza a descender, lo que significa que se está descargando. De manera simultánea y para comprobar que todo funciona correctamente, vemos que la altura del tanque frío comienza a subir. También vemos en la figura 64 cómo el porcentaje de carga empieza a disminuir.

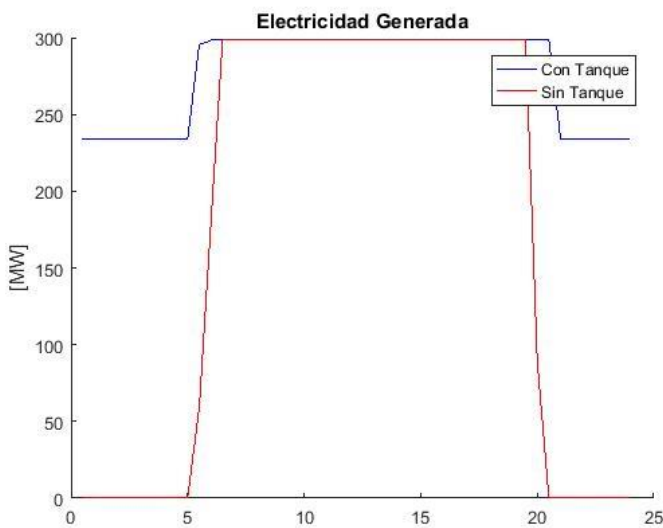


Figura 65. Electricidad Generada con sistema de almacenamiento y sin él. Fuente: Elaboración propia

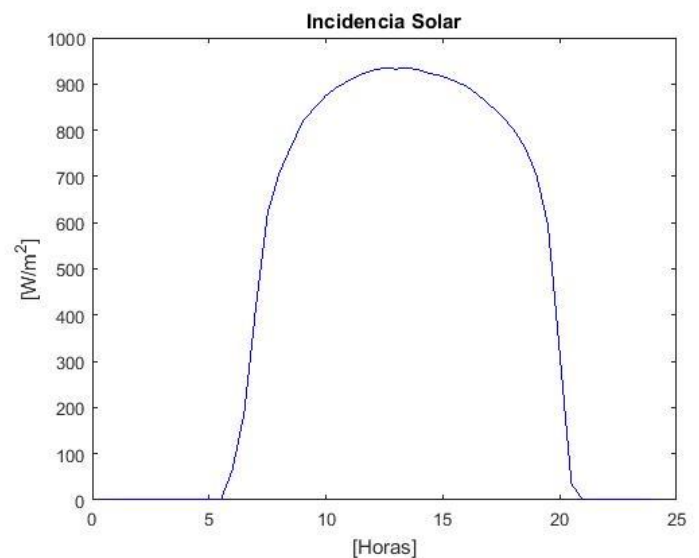


Figura 66. Incidencia solar a lo largo del día. Fuente: Elaboración propia

La figura 65 muestra la electricidad generada por la central de potencia. Compara la obtención de electricidad en la misma central con y sin sistema de almacenamiento.

Una de las ideas de las que se partió es que con el sistema de almacenamiento la central funcionase a plena carga teniendo o no radiación. Tras varios ensayos y pruebas se vio que no era compatible

trabajar todo el día a plena carga con la radiación incidente y los sistemas de almacenamiento que hay ahora en el mercado, se debería ir a unos tanques mucho mayores y el precio no compensaría. Por eso se decidió finalmente que en las horas sin radiación se enviase suficiente energía al bloque de potencia como para generar una cantidad considerable de electricidad, pero sin llegar a la plena carga. De esta manera conseguimos producción de electricidad las 24 horas.

En la literatura ya se vio que prácticamente no tenía sentido montar una central de torre sin un sistema de almacenamiento, ya que era una de sus principales ventajas. Esto ha sido comprobado al ejecutar el código, viendo los niveles de producción eléctrica diarios con y sin sistema de almacenamiento.

El código de optimización de la operación podemos ver que ha funcionado según lo previsto. La carga y la descarga del tanque se produce sin ningún tipo de pérdida y en los momentos requeridos. No se producen excedentes y el sistema auxiliar entra en funcionamiento únicamente cuando es requerido.

El problema que nos da el este código es que no hace trabajar al sistema a carga total todo el tiempo. Al partir de aproximadamente un 40 % de carga inicial, no tenemos energía almacenada suficiente para trabajar a carga total hasta las 6 am, que es cuando comienza la radiación solar a cargar el sistema.

Por el contrario, se ve que al final del día el sistema de almacenamiento queda con una carga del 80%. Es decir, partiendo de una carga inicial del 40% hemos llenado el tanque hasta un 80%, almacenamos más de lo que consumimos. Por lo tanto, tenemos suficiente energía como para trabajar a plena carga por más periodo de tiempo y no hacerlo sería un desperdicio ya que al día siguiente el sistema se sobrecargaría y habría que desechar energía.

Así pues, se le han hecho unas modificaciones al código. Cuando el porcentaje de carga supere el 40%, la descarga se hará a carga total en vez de a carga parcial. De esta manera produciremos más electricidad cuando el sistema este cargado y cuando no, controlaremos mejor el gasto.

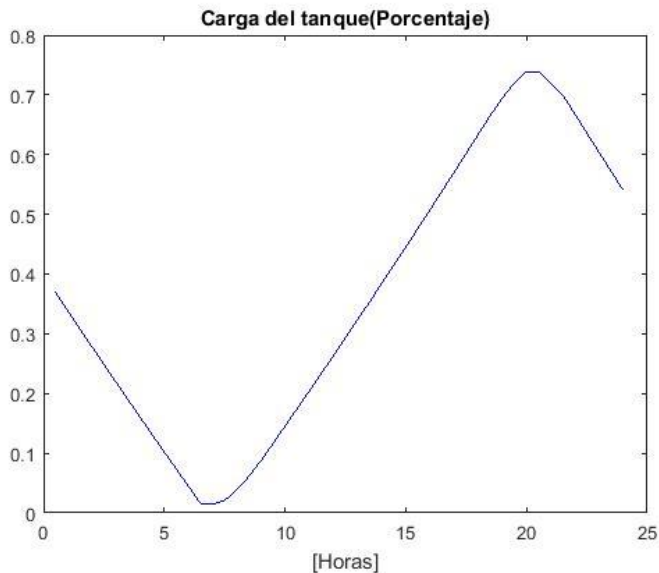


Figura 67. Porcentaje de carga del campo optimizado. Fuente: Elaboración propia

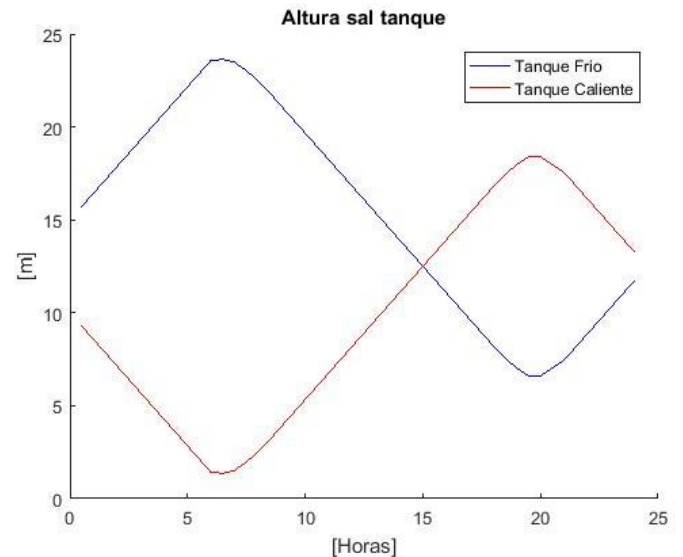


Figura 68. Altura de sal del tanque optimizado. Fuente: elaboración propia

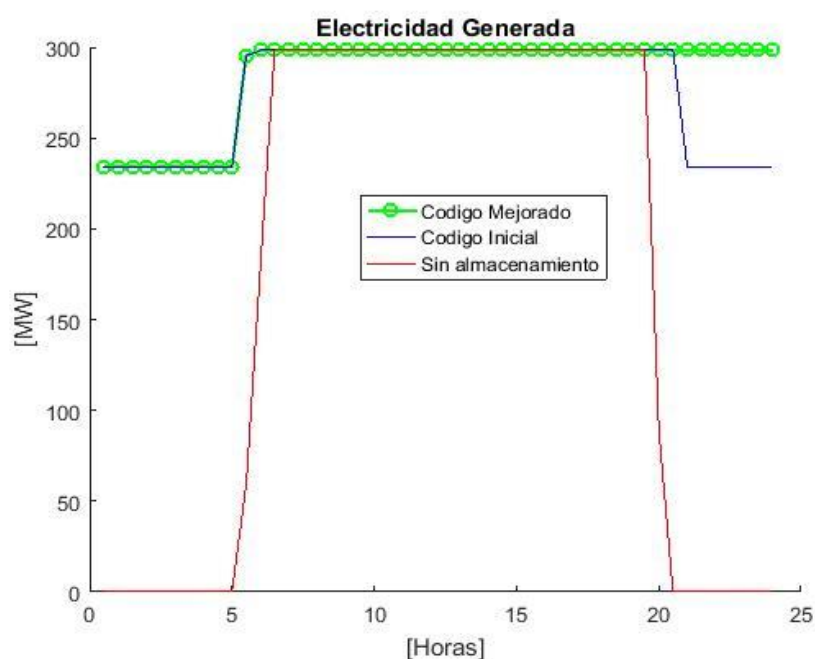


Figura 69. Electricidad generada optimizada. Fuente: Elaboración propia

Con esta modificación la carga final al terminar el día se encuentra alrededor del 52% como podemos ver en la figura 67. Aprovechamos 4 horas más a carga completa, figura 69, además coincidiendo esas horas donde más cara esta la energía y donde nos interesa vender. Además, tenemos el 40% necesario para empezar al día siguiente y nos queda un 12% extra de carga del sistema de almacenamiento para por si acaso el día siguiente tiene una menor radiación solar.

En cuanto a alguna mejora futura que se le pudiera hacer al proyecto, podría modificarse la manera de actuar del código. Es decir, en vez de codificar el sistema de almacenamiento para que produzca electricidad de manera ininterrumpida, se podría solamente producir electricidad cuando fuera rentable para la central. Teniendo acceso al precio del kilovatio en cada momento, se podría ver si a la central le compensa producir electricidad o no, sumando los costes que tiene la central: desde el coste de operación de la planta, el coste del combustible para el sistema auxiliar más la suma de cualquier otro tipo de coste que esté involucrado en el arranque o parada de la central. Se podría decidir si enviar la energía captada en el sistema de captación al bloque de potencia o al sistema de almacenamiento en vez de enviarla siempre que se pueda al bloque de potencia. También se podría decidir si merece la pena descargar el sistema de almacenamiento en las horas sin radiación dependiendo del gasto y del beneficio a obtener.

5 Coste del proyecto

El coste del proyecto es una estimación en base al coste del personal, coste del material, coste de equipo y otros costes varios. El coste de cada apartado se desglosará para su rápida comprensión.

- **Coste de personal**, aquí se incluye el coste de las personas que han participado en el proyecto, así como las horas y las tareas desempeñadas.

NOMBRE	OCUPACIÓN	HORAS	COSTE UNITARIO	COSTE
Domingo Jose Santana Santana	Ingeniero Senior	20	70 €/h	1.400 €
Daniel Cárdenas del Hoyo	Estudiante de Ingeniería	700	20 €/h	14.000 €
Lucia Caccialupi	Correctora	15	50 €/h	750 €

- **Coste de material**, aquí se incluye el coste de material de oficina y el de las fotocopias realizadas para la realización del proyecto.

MATERIAL	UNIDADES	COSTE UNITARIO	COSTE
Fotocopias	600	0,05 €/u	30 €
Material de Oficina	-	-	40 €

- **Coste de equipo**, aquí se incluye el coste del equipo informático además de las licencias de software usadas cada una con su respectiva amortización.

EQUIPO	Coste Del Equipo	Uso Dedicado Al Proyecto	Tiempo Utilizado	Periodo Amortizacion	Coste Imputable
Equipo informatico	1500 €	100%	9 meses	48 meses	281 €
Licencia de Matlab2017	2000 €	60%	3 meses	12 meses	300 €
Licencia de Microsoft Oficce2017	120 €	30%	6 meses	12 meses	18 €

- **Costes varios**, en este apartado se incluyen los gastos generales, agua, electricidad ADSL... y se calcularan como un 30% del total.

Sumando todos estos costes tenemos un coste total del proyecto de.

$$\text{Coste Total} = 21.864,7 \text{ €}$$

Bibliografía

- [1] PASQUEVICH, D. La creciente demanda mundial de energía frente a los riesgos ambientales. Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable. Comisión Nacional de Energía Atómica. Argentina, 2012.
- [2] World Energy Outlook 2013. Executive summary. IEA (International Energy Agency), 2013
- [3] Energy technology perspectives 2016 Executive summary. IEA (International Energy Agency), 2016.
- [4] Renewable energy medium-term market report 2016. Executive summary IEA (International Energy Agency), 2016.
- [5] Renewable Energy Policy Network for the 21st century (REN 21), Reporte de la situación mundial, 2016.
- [6] Sistemas térmicos, apuntes de la asignatura. 4º Curso, Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid.
- [7] Energías renovables, apuntes de la asignatura. 4º Curso, Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid.
- [8] Grid Integration of Variable Renewables Executive summary. IEA (International Energy Agency), 2014.
- [9] Renewables, solar. IEA (International Energy Agency). Visitado en el: 18/05/2017. Disponible en: <http://www.iea.org/topics/renewables/subtopics/solar/>
- [10] DE LA EDIFICACIÓN, Código Técnico. Documento Básico SE-A: Seguridad Estructural Acero. Ministerio de la Vivienda, 2006.
- [11] LEY, L. O. E. 38/1999, de 5 de noviembre, de ordenación de la edificación. Proyectos Arquitectónicos VI Módulo: Proyectual, 1999.
- [12] Torresol energy. Visitado en el: 20/05/2017. Disponible en: <http://www.torresolenergy.com>
- [13] GARCÍA GARRIDO, Santiago. Ingeniería de centrales termosolares Ccp. Madrid: AMV Ediciones, 2013
- [14] GARCÍA GARRIDO, Santiago. Manual “Curso Técnico General de Centrales Termosolares”. Madrid: AMV Ediciones, 2013.

- [15] MARÍN, Cayetano Espejo; MARÍN, Ramón García. La energía solar termoeléctrica en España/Thermoelectric solar energy in Spain. En Anales de Geografía de la Universidad Complutense. Universidad Complutense de Madrid, 2010.
- [16] ZHU, Guangdong, et al. History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors. Solar Energy, 2014, vol. 103.
- [17] ARAYA SEPÚLVEDA, Gonzalo Matías. Análisis, comparación y evaluación económica de tecnologías termosolares. 2013.
- [18] The Physics of the Universe. Visitado en el: 04/06/2017. Disponible en: <http://www.physicsoftheuniverse.com>
- [19] CARRASCO Nicolás, “Caracterización de una Planta Termosolar de Colectores Parabólicos para Generación de Energía Eléctrica”, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2009.
- [20] VOGEL Wegner, KALB Henry, “Large-Scale Solar Thermal Power”, Wiley-VCH, 2010.
- [21] School of Physics, Universidad de Sídney, Australia. Visitado en el: 04/06/2017. Disponible en: <http://www.physics.usyd.edu.au/>
- [22] MARTINEZ Verónica, “Estado del arte y Evaluación Técnica de la Generación Termosolar de Electricidad”, Departamento de Ingeniería Química y Biotecnología, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2007
- [23] Sistema de almacenamiento de energía solar térmica de dos tanques indirecto. La web de las energías renovables. Visitado en el: 06/06/2017. Disponible en :<http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com/sistema-de-almacenamiento-de-energia-solar-termica-de-dos-tanques-indirecto/>
- [24] Sistema de almacenamiento de energía solar térmica de dos tanques directo. La web de las energías renovables. Visitado en el: 06/06/2017. Disponible en :<http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com/sistema-de-almacenamiento-de-energia-solar-termica-de-dos-tanques-directo/>
- [25] www.iea.org
- [26] Consumo mundial de energía. Wikipedia. Visitado en el: 08/06/2017. Disponible en:

- https://es.wikipedia.org/wiki/Consumo_y_recursos_energ%C3%A9ticos_a_nivel_mundial
- [27] Red Eléctrica Española. Visitado en el: 08/06/2017. Disponible en: <http://www.ree.es/es>
- [28] Solar Power Plants and Projects in the World. Visitado en el: 09/06/2017. Disponible en: <http://solarpowerplantsandprojects.blogspot.com.es/2013/05/andasol-solar-power-station-150-mw.html>
- [29] Solar Praxis. Visitado en el: 09/06/2017. Disponible en: www.solarpraxis.de/M.Römer
- [30] Novatec Solar. Visitado en el: 10/06/2017. Disponible en: <http://www.novatecsolar.com/56-1-PE-2.html>
- [31] Geometría variable para receptores solares. Visitado en el: 10/06/2017. Disponible en: <https://ctaer.com/es/infraestructuras/instalaci-n-solar-ensayos-geometria-variable-para-sistemas-solares-receptor-central>
- [32] Abengoa Solar. Visitado en el: 10/06/2017. Disponible en: http://www.abengoasolar.com/web/es/plantas_solares/plantas_para_terceros/espana/
- [33] Eurodish. Visitado en el: 11/06/2017. Disponible en: <http://www.psa.es/es/instalaciones/discos/eurodish.php>
- [34] Casa del Angel. Visitado en el: 11/06/2017. Disponible en: <http://cspworld.org/cspworldmap/casa-del-angel-termosolar-casas-de-los-pinos>
- [35] ALMAGRO CABRERA, David. Almacenamiento térmico en aplicaciones solares de concentración de alta temperatura. Universidad de Sevilla .2012
- [36] Y. Tian, C.Y. Zhao, A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications, Applied Energy, Volume 104, 2013, Pages 538-553, ISSN 0306-2619. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261912008549>
- [37] Zhao CY, Wu ZG. Thermal property characterization of a low melting-temperature ternary nitrate salt mixture for thermal energy storage systems. Sol. Energ. Mat. Sol. C. 2011;95:3341–3346.
- [38] Gil A, Medrano M, Martorell I, Lázaro A, Dolado P, Zalba B, Cabeza LF. State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part

- 1— concepts, materials and modellization. *Renew. Sust. Energ. Rev.* 2010;14:31–55.
- [39] LOSADA GODOY, Carlos. Diseño de receptor de torre central para generación directa de vapor con perfil de potencia variable longitudinal y transversalmente. 2014.
- [40] CERVERO BADIA, Guillermo. Modelado y análisis del receptor exterior de una central termosolar. Universidad de Sevilla, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Dep. Ingeniería Energética. 2016.
- [41] B. Sakadjian, S. Hu, M. Maryamchik, T. Flynn, K. Santelmann, Z. Ma, Fluidized-bed Technology Enabling the Integration of High Temperature Solar Receiver CSP Systems with Steam and Advanced Power Cycles, *Energy Procedia*, Volume 69, 2015, Pages 1404-1411, ISSN 1876-6102, Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215004324>
- [42] Omar Behar, Abdallah Khellaf, Kamal Mohammedi, A review of studies on central receiver solar thermal power plants, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 23, 2013, Pages 12-39, ISSN 1364-0321, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113001184>
- [43] Xu Chao, Wang Zhifeng, Li Xin, Sun Feihu. Energy and exergy analysis of solar power tower plants. *Applied Thermal Engineering* 2011;31:3904–13.
- [44] Coelho Bruno, Schwarzbozl Peter, Oliveira Armando, Mendes Adelio. Biomass and central receiver system (CRS) hybridization: volumetric air CRS and integration of a biomass waste direct burning boiler on steam cycle. *Solar Energy* 2012;86:2912–22.
- [45] McGovern K, WilliamJ Smith. Optimal concentration and temperatures of solar thermal power plants. *Energy Conversion and Management* 2012;60:226–32
- [46] Zoschak RJ, Wu SF. Studies of the direct input of solar energy to a fossil fueled central station steam power plant. *Solar Energy* 1975;17:297–305.
- [47] Kribus A, Zaibel R, Carey D, Segal A, Karni. J. A solar-driven combined cycle power plant. *Solar Energy* 1998;62(2):121–9.
- [48] Kolb GJ. Economic evaluation of solar-only and hybrid power towers using molten-salt technology. *SolarEnergy* 1998;62:51–61.
- [49] Abu-Hamdeh N, Alnefaie K. A small concentrating solar power tower system. *Appl Mech Mater* 2014;575:640–3.

- [50] Apunte electrónico Sistemas Termosolares de Concentración 07/07/07. Visitado en el: 14/06/2017. Disponible en: <http://www.esi.us.es/php/infgen/aulav/energrenov/ER-STC-04-05.pdf>.
- [51] Evangelos Bellos, Christos Tzivanidis, Kimon A. Antonopoulos, A detailed working fluid investigation for solar parabolic trough collectors, Applied Thermal Engineering, Volume 114, 5 March 2017, Pages 374-386, ISSN 1359-4311. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S135943111633767X>
- [52] SCHMITZ, Mark. Sales Fundidas. TSK Flagsol Engineering. 2015. Visitado en el: 18/06/2017. Disponible en: <http://es.csptoday.com/tecnolog%C3%ADa/%C2%BFheatcrete-o-sales-fundidas>
- [53] BARRAGÁN, Juan. Heatcrete. NEST AS. 2015 Visitado en el: 18/06/2017. Disponible en: <http://es.csptoday.com/tecnolog%C3%ADa/%C2%BFheatcrete-o-sales-fundidas>
- [54] Catálogo de turbinas Siemens. Visitado en el: 23/08/2017. Disponible en: <https://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/steam-turbines/SST-5000/sst-pac-5000-steam-turbine-package.pdf>
- [55] Catálogo de turbinas de Siemens. Visitado en el: 23/08/2017. Visitado en el: 23/08/2017. Disponible en: https://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/steam-turbines/SST-600/downloads/SST600-EN_interactive.pdf
- [56] Catálogo de turbinas de Siemens. Visitado en el: 23/08/2017. Disponible en: https://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/SST-150/Siemens_Steam_Turbine_SST-150.pdf
- [57] Catálogo de bombas de Grundfos. Visitado en el: 23/08/2017. Disponible en: <http://www.lennotech.com/Data-sheets/Grundfosliterature-NB-NBE-NK-NKE-ES-L.pdf>
- [58] [BOE-A-2004-5562](#)
- [59] [BOE-A-2007-10556](#)

Anexo

Código Matlab

```
%Inicializacion

clear
clc
n=0; %Lo usaremos para un contador(horas)
i=0;%Lo usaremos para un contador (Inc de tiempo)
%SE ESCRIBIRAN TODOS LOS DATOS CON UNIDADES DEL SISTEMA
INTERNACIONAL
%(salvo que se indique o contrario)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Datos DGI %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Incidencia_solar=xlsread('Sunny day data DGI media hora','B1:B48');
T_receiver=xlsread('Temperatura recibidor','I2:I49');

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Datos SAM NREL %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Se ha utilizado el programa SAM NREL para producir el diseño del campo de
%heliostatos asi como la torre y el recividor, los datos aqui obtenidos
%proceden del programa

Design_point=950;
Q_max_to_power=2.4*10^8;
Q_max_to_power_from_tank=1.85*10^8;
T_hot_salt=(574+273);
T_cold_salt=(305+273);
T_ambiente=(40+273);
Receiver_thermal_power=669.9*10^6;
Receiver_diameter=17.9;
Receiver_height=20;
Receiver_thickness=1.25e-3;
Max_flow_to_receiver=1878.77;
Receiver_area=Receiver_diameter*pi*Receiver_height;
```

```

Receiver_heat_loss_estimated=30e3;
Pipes_loss_coefficient=10200;
pipes_length=498;
Q_max_aux=2*10^6;
Area_espejo=144.375;
N_espejos=9005;
Vel_aire=2.7;

```

```

%%%%%%%%%%%%%% Eficiencias %%%%%%%%%%%%%%%

```

```

Factor_coseno_medio=0.814; %Lo suponemos como general
Eficiencia_sombra_bloqueo=0.95;
Reflectividad=0.9;
Eficiencia_atenuacion_atm=0.95;
Factor_desbordamiento=0.9;
Porcentaje_aprovechamiento=Factor_coseno_medio*Eficiencia_sombra_bloqueo*...
    Reflectividad*Eficiencia_atenuacion_atm*Factor_desbordamiento;
Thermal_efficiency=0.412;
Tank_heater_efficiency=0.99;

```

```

%%%%%%%%%%%%%% Datos tanque %%%%%%%%%%%%%%%

```

```

L_tank_min=1;
L_tank=25;
D_tank=40;
Initial_hot_tank_percent=0.4;
Cold_tank_heater_capacity=15*10^6;
Hot_tank_heater_capacity=30*10^6;
Vol_tank=L_tank*pi*(D_tank^2)/4;
Vol_tank_min=L_tank_min*pi*(D_tank^2)/4;
Z_cold_salt=Vol_tank*(1-Initial_hot_tank_percent)/(pi/4*(D_tank^2));
Z_hot_salt=Initial_hot_tank_percent*Vol_tank/(pi/4*D_tank^2);
K_tank=16.3; %stainless aisi 316
h_wet_tank=0.4;
Estimated_heat_loss=0.7e6;

```


%% Coolprop para materiales incomprensibles

%%

%NaK = Nitrate Salt= 0.6*NaNO3+0.4*KNO3

rho_hot_salt=CoolProp.PropsSI('D','T',T_hot_salt,'P',1e5,'INCOMP::NaK');

rho_cold_salt=CoolProp.PropsSI('D','T',T_cold_salt,'P',1e5,'INCOMP::NaK');

H_hot_salt=CoolProp.PropsSI('H','T',T_hot_salt,'P',1e5,'INCOMP::NaK');

H_cold_salt=CoolProp.PropsSI('H','T',T_cold_salt,'P',1e5,'INCOMP::NaK');

%% Propiedades del aire alrededor %%%

rho_aire=CoolProp.PropsSI('D','T',T_ambiente,'P',1e5,'Air');

mu_aire=CoolProp.PropsSI('V','T',T_ambiente,'P',1e5,'Air');

k_aire=CoolProp.PropsSI('L','T',T_ambiente,'P',1e5,'Air');

Cp_aire=CoolProp.PropsSI('C','T',T_ambiente,'P',1e5,'Air');

prandtl_aire=CoolProp.PropsSI('PRANDTL','T',T_ambiente,'P',1e5,'Air');

%% Datos Ciclo Rankine %%%

Pump_isoentropic_efficiency=0.85;

Pump_mechanical_efficiency=0.81;

Turbine_high_dry_step__efficiency=0.85;

Turbine_high_group_overall_efficiency=0.8665;

Turbine_high_group_blanding_efficiency=0.8665;

Turbine_medium_dry_step__efficiency=0.86;

Turbine_medium_group_overall_efficiency=0.6908;

Turbine_medium_group_blanding_efficiency=0.8647;

Turbine_low_dry_step__efficiency=0.93;

Turbine_low_group_overall_efficiency=0.9342;

Turbine_low_group_blanding_efficiency=0.9342;

%%% Datos Ciclo Rankine puntos Sacados con ThermoFlow %%%

%Para ver cuanto calor extrae nuestro ciclo

T_P10=515.3;

P_P10=150e5;

H_P10=CoolProp.PropsSI('H','T',T_P10,'P',T_P10,'Water');

```

T_P11=813.1;
P_P11=150e5;
H_P11=CoolProp.PropsSI('H','T',T_P11,'P',P_P11,'Water');
T_P12=595.6;
P_P12=33e5;
H_P12=CoolProp.PropsSI('H','T',T_P12,'P',P_P12,'Water');
T_P13=813.1;
P_P13=33e5;
H_P13=CoolProp.PropsSI('H','T',T_P13,'P',P_P13,'Water');

```

```

T_P9=813.1;
P_P9=33e5;
H_P9=CoolProp.PropsSI('H','T',T_P9,'P',P_P9,'Water');

```

a=0.0648; %Porcentaje de la masa vapor de agua que va al primer Feed

```
while i<48
```

```

Inc_tiempo=0.5*3600;
tiempo=i/2*3600;

```

%%%%%%%%%%%%%% Calor obtenido campo solar %%%%%%%%%%%%%%%

```
Q_absorbido_campo=N_espejos*Area_espejo*Incidencia_solar(i+1)*Porcentaje_aprov
echamiento;
```

%%%%%%%%%%%%%% Dimensiones Almacenamiento[m] %%%%%%%%%%%%%%%

```

A_tank= 1/2*pi*D_tank^2+ pi*D_tank*L_tank;
Vol_tank_min=(pi/4)*L_tank_min*D_tank^2;
Vol_cold_salt=(pi/4)*(D_tank^2)*Z_cold_salt;
Vol_hot_salt=(pi/4)*(D_tank^2)*Z_hot_salt;

```

%%%%%%%%%%%%%% Masas [kg] %%%%%%%%%%%%%%%

```
M_cold_salt_min= Vol_tank_min*rho_cold_salt;
```

$$M_{hot_salt_min} = Vol_tank_min * rho_hot_salt;$$

$$M_{cold_salt} = Vol_cold_salt * rho_cold_salt;$$

$$M_{hot_salt} = Vol_hot_salt * rho_hot_salt;$$

$$M_{salt} = M_{hot_salt} + M_{cold_salt};$$

Flujos masicos

$$Caudal_cold_salt_min = 0.05;$$

$$Caudal_cold_salt_max = 0.5;$$

$$Caudal_hot_salt_min = 0.05;$$

$$Caudal_hot_salt_max = 0.5;$$

$$m_{cold_salt_min} = Caudal_cold_salt_min * rho_cold_salt;$$

$$m_{cold_salt_max} = Caudal_cold_salt_max * rho_cold_salt;$$

$$m_{hot_salt_min} = Caudal_hot_salt_min * rho_hot_salt;$$

$$m_{hot_salt_max} = Caudal_hot_salt_max * rho_hot_salt;$$

Limites de carga y descarga del tanque

$$Q_{min_tank_charge} = m_{cold_salt_min} * (H_{hot_salt} - H_{cold_salt});$$

$$Q_{max_tank_charge} = m_{cold_salt_max} * (H_{hot_salt} - H_{cold_salt});$$

$$Q_{min_tank_discharge} = m_{hot_salt_min} * (H_{hot_salt} - H_{cold_salt});$$

$$Q_{max_tank_discharge} = m_{hot_salt_max} * (H_{hot_salt} - H_{cold_salt});$$

Perdidas del tanque a traves de la pared

$$Q_{tank_loss} = Estimated_heat_loss / Inc_tiempo;$$

Energia Almacenada, minima y maxima

$$Q_{tank} = (M_{cold_salt} * H_{cold_salt} + M_{hot_salt} * H_{hot_salt});$$

$$Q_{tank_min} = ((M_{salt} - M_{hot_salt_min}) * H_{cold_salt} + M_{hot_salt_min} * H_{hot_salt});$$

$$Q_{tank_max} = ((M_{salt} - M_{cold_salt_min}) * H_{hot_salt} + M_{cold_salt_min} * H_{cold_salt});$$

$$Capacidad = Q_{tank_max} - Q_{tank_min};$$

```

Percentage_carga=(Q_tank-Q_tank_min)/Capacidad;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Calor hacia bloque de potencia %%%%%%%%%%%%%%%

if Q_absorbido_campo>=Q_max_to_power

    Q_campo_to_power=Q_max_to_power;

else

    Q_campo_to_power=Q_absorbido_campo;

end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Carga del tanque %%%%%%%%%%%%%%%

if (Q_tank+(Q_min_tank_charge-Q_tank_loss)*Inc_tiempo)>=Q_tank_max

    Q_campo_to_tank=0;

elseif ((Q_tank+(Q_min_tank_charge-Q_tank_loss)*Inc_tiempo)<Q_tank_max)&&...
        ((Q_absorbido_campo-Q_campo_to_power)<Q_min_tank_charge)

    Q_campo_to_tank=0;

elseif ((Q_absorbido_campo-Q_campo_to_power)>=Q_min_tank_charge)&&...
        ((Q_absorbido_campo-Q_campo_to_power)<=Q_max_tank_charge)&&...
        ((Q_tank+(Q_min_tank_charge-Q_tank_loss)*Inc_tiempo)<Q_tank_max)

    Q_campo_to_tank=Q_absorbido_campo-Q_campo_to_power;

elseif ((Q_absorbido_campo-Q_campo_to_power)>Q_max_tank_charge)&&...
        ((Q_tank+(Q_min_tank_charge-Q_tank_loss)*Inc_tiempo)<Q_tank_max)

    Q_campo_to_tank=Q_max_tank_charge;

end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Proteccion anti congelamiento %%%%%%%%%%%%%%%

```

```
if (Q_tank+(Q_campo_to_tank-Q_tank_loss)*Inc_tiempo)>=Q_tank_min
```

```
    Q_aux_to_tank=0;
```

```
elseif (Q_tank+(Q_campo_to_tank-Q_tank_loss)*Inc_tiempo)<Q_tank_min
```

```
    Comparador=max(Q_min_tank_charge,Q_max_aux);
```

```
    Comparador_1=max(Comparador,(Q_tank-Q_tank_min)/...
```

```
        Inc_tiempo-Q_campo_to_tank+Q_tank_loss);
```

```
    Comparador_2=min(Q_max_tank_charge,Q_max_aux);
```

```
    Q_aux_to_tank=min(Comparador_2,Comparador_1);
```

```
elseif (Q_tank+(Q_campo_to_tank-Q_tank_loss)*Inc_tiempo)>Q_tank_max
```

```
    Q_aux_to_tank=0;
```

```
end
```

```
%%%%%%%%%%%%%% Modo de almacenamiento %%%%%%%%%%%%%%%
```

```
Modo_almacenamiento=0;
```

```
if(Q_tank+(Q_campo_to_tank-Q_tank_loss)*Inc_tiempo)<Q_tank_max &&...
```

```
    (Modo_almacenamiento>0)
```

```
    Comparador=max(Q_min_tank_charge,Q_max_aux);
```

```
    Comparador_1=max(Comparador,(Q_tank-Q_tank_min)/...
```

```
        Inc_tiempo-Q_campo_to_tank+Q_tank_loss);
```

```
    Comparador_2=min(Q_max_tank_charge,Q_max_aux);
```

```
    Q_aux_to_tank=min(Comparador_2,Comparador_1);
```

```
end
```

%%%%%%%%%%%% Descarga del tanque %%%%%%%%%%%%% OJO <> OJO
no=0

%t_off_on representa si es de noche o de dia.

if (i<12)||(i>41)

t_off_on=1;

else

t_off_on=0;

end

if ((Q_tank-(Q_tank_loss+Q_min_tank_discharge)*Inc_tiempo)<=Q_tank_min)...

||(Q_campo_to_tank>0)||(Q_aux_to_tank>0)

Q_tank_to_power=0;

elseif ((Q_tank-(Q_tank_loss+Q_min_tank_discharge)*Inc_tiempo)>Q_tank_min)...

&&(Q_campo_to_tank<0.0000001)&&(Q_aux_to_tank<0.000001)&&(t_off_on<0000.

1)

Q_tank_to_power=min((Q_tank-Q_tank_min)/tiempo-Q_tank_loss,...

((Q_max_to_power-Q_campo_to_power)<Q_min_tank_discharge).*0+...

((Q_min_tank_discharge<=(Q_max_to_power-Q_campo_to_power))&&...

((Q_max_to_power-

Q_campo_to_power)<=Q_max_tank_discharge)).*(Q_max_to_power-

Q_campo_to_power)...

+((Q_max_to_power-

Q_campo_to_power)>Q_max_tank_discharge).*Q_max_tank_discharge);

elseif ((Q_tank-(Q_tank_loss+Q_min_tank_discharge)*Inc_tiempo)>Q_tank_min)...

&&(Q_campo_to_tank<0.0000001)&&(Q_aux_to_tank<0.000001)&&(t_off_on>0000.

1)

Q_tank_to_power=((Q_tank-Q_tank_min)/tiempo<Q_min_tank_discharge).*0 ...

+(((Q_tank-Q_tank_min)/tiempo>=Q_min_tank_discharge)&&((Q_tank-...

```

    Q_tank_min)/t_off_on<Q_min_tank_discharge)).*Q_min_tank_discharge+...
    (((Q_tank-Q_tank_min)/t_off_on>=Q_min_tank_discharge)&&((Q_tank-...
    Q_tank_min)/t_off_on<=Q_max_tank_discharge)).*(Q_tank-
    Q_tank_min)/t_off_on...
    +((Q_tank-
    Q_tank_min)/t_off_on>Q_max_tank_discharge).*min(Q_max_to_power_from_tank...
    ,Q_max_tank_discharge);

```

```

end

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Nivel del tanque %%%%%%%%%%%%%%%

```

```

m_cold_salt=(Q_campo_to_tank+Q_aux_to_tank)/(H_hot_salt-H_cold_salt);
m_hot_salt=(Q_tank_to_power)/(H_hot_salt-H_cold_salt);

```

```

v_flow_cold_salt=m_cold_salt/rho_cold_salt;
v_flow_hot_salt=m_hot_salt/rho_hot_salt;

```

```

Z_cold_salt=Z_cold_salt+Inc_tiempo*(v_flow_hot_salt-v_flow_cold_salt)/...
    (pi/4*D_tank^2);
Z_hot_salt=Z_hot_salt+Inc_tiempo*(v_flow_cold_salt-v_flow_hot_salt)/...
    (pi/4*D_tank^2);

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Ciclo rankine con y sin tanque %%%%%%%%%%%%%%%

```

```

Q_intercambiador=max(Q_campo_to_power-Pipes_loss_coefficient*pipes_length,0);
Q_intercambiador_plus_tank=max(Q_campo_to_power+Q_tank_to_power-
Pipes_loss_coefficient...
    *pipes_length,0);
m_vapor=Q_intercambiador/((H_P11-H_P10)+(1-a)*(H_P13-H_P12));
m_vapor_plus_tank=Q_intercambiador_plus_tank/((H_P11-H_P10)+(1-a)*(H_P13-
H_P12));

```

```

% aumentar el contador %

```

```
n=n+0.5;
```

```
i=i+1;
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Datos Guardados %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
Datos_Incidencia_solar=Incidencia_solar;
```

```
Datos_Q_absorbido_campo(i)=Q_absorbido_campo;
```

```
Datos_Q_final_campo(i)=Q_absorbido_campo;
```

```
Datos_Z_cold_salt(i)=Z_cold_salt;
```

```
Datos_Z_hot_salt(i)=Z_hot_salt;
```

```
Datos_Vol_cold_salt(i)=Vol_cold_salt;
```

```
Datos_Vol_hot_salt(i)=Vol_hot_salt;
```

```
Datos_Q_tank_loss(i)=Q_tank_loss;
```

```
Datos_Q_tank(i)=Q_tank;
```

```
Datos_Capacidad(i)=Capacidad;
```

```
Datos_Porcentage_carga(i)=Porcentage_carga;
```

```
Datos_Q_campo_to_power(i)=Q_campo_to_power;
```

```
Datos_Q_intercambiador(i)=Q_intercambiador;
```

```
Datos_Q_intercambiador_plus_tank(i)=Q_intercambiador_plus_tank;
```

```
Datos_M_salt(i)=M_salt;
```

```
Datos_m_cold_salt(i)=m_cold_salt;
```

```
Datos_m_hot_salt(i)=m_hot_salt;
```

```
Datos_Q_campo_to_tank(i)=Q_campo_to_tank;
```

```
Datos_Q_aux_to_tank(i)=Q_aux_to_tank;
```

```
Datos_Q_tank_to_power(i)=Q_tank_to_power;
```

```
Datos_M_cold_salt(i)=M_cold_salt;
```

```
Datos_M_hot_salt(i)=M_hot_salt;
```

```
Datos_m_vapor(i)=m_vapor;
```

```
Datos_m_vapor_plus_tank(i)=m_vapor_plus_tank;
```

```
Datos_m_feed(i)=m_vapor_plus_tank*a;
```

```
Datos_n(i)=n;
```

```
end
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Electricidad extraida [MW] %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
%Calculado con los datos obtenidos e introduciendolos en thermoflow
```



```
Electricity_Net_output_plus_tank=xlsread('Electricidad con tanque','C2:C49');
Electricity_Net_output=xlsread('Electricidad sin tanque','C2:C49');
```

```
%%%%%%%%%%%% Muestra de Resultados %%%%%%%%%%
```

```
figure(1)
hold on
plot(Datos_n ,Electricity_Net_output_plus_tank,'b-')
plot(Datos_n ,Electricity_Net_output,'r-')
title('Electricidad Generada')
xlabel('[Horas]')
ylabel('[MW]')
legend('Con Tanque','Sin Tanque')
hold off
```

```
figure(2)
hold on
plot(Datos_n ,Datos_Z_cold_salt,'b-')
plot(Datos_n ,Datos_Z_hot_salt,'r-')
title('Altura sal tanque')
xlabel('[Horas]')
ylabel('[m]')
legend('Tanque Frio','Tanque Caliente')
hold off
```

```
figure(3)
plot(Datos_n ,Datos_Porcentage_carga,'b-')
title('Carga del tanque(Porcentaje)')
xlabel('[Horas]')
ylabel('')
```

```
figure(4)
plot(Datos_n ,Incidencia_solar,'b-')
title('Incidencia Solar')
xlabel('[Horas]')
ylabel('[W/m^2]')
```